

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового
комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Э.А. Петровский

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических
объектов нефтегазового производства»

**Разработка технологических режимов эксплуатации установки для
депарафинизации нефти термическим методом в процессе подготовки
нефти**

Руководитель _____ к.т.н., доцент В.Г. Жуков

Выпускник _____ Д.Д. Захарова

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Э. А. Петровский

«_____» _____ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Красноярск 2016

Студентке Захаровой Диане Дмитриевне

Группа ГБ 12-07

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка технологических режимов эксплуатации установки для депарафинизации нефти термическим методом в процессе подготовки нефти»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР В.Г. Жуков, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Разрабатываемая технологическая установка предназначена для удаления конденсируемых парафинов из нефтяного сырья с целью предотвращения их отложения на внутренних поверхностях технологического оборудования и трубопроводов. Требуемая производительность: 1 т/ч. Требуемая степень очистки: не ниже 99.9%.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по теме работы. Изучение основных характеристик нефтяного сырья, в том числе состава, содержания конденсируемых парафинов. Сравнительный анализ существующих способов и устройств для отделения конденсирующихся парафинов из нефти. Анализ особенностей конструкций аппаратов для депарафинизации нефти. Заключение литературному обзору, постановка задач на проектирование. Отчёт о патентных исследованиях выполнить отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Разработка принципиальной технологической схемы установки. Расчёт основных параметров установки (расчёт геометрических параметров, прочностной расчёт). Разработка конструкции установки. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (перекачивающие устройства, запорная и регулирующая арматура, средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка технологических режимов работы установки. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту установки.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Технологическая схема с описанием принципа работы установки (1 лист формата А3), чертёж общего вида установки (1 лист формата А3), чертеж корпуса аппарата (1 лист формата А3), презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР _____ В.Г. Жуков

Задание принял к исполнению _____ Д.Д. Захарова

«___» _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка технологических режимов эксплуатации установки для депарафинизации нефти термическим методом в процессе подготовки нефти» содержит 72 страницы текстового документа, 17 рисунков, 3 таблицы, 2 приложения, 17 использованных источников, 3 листа графических материалов.

ДЕПАРАФИНИЗАЦИЯ НЕФТИ, КОЛОННА-КРИСТАЛЛИЗАТОР, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА, ОЧИСТКА НЕФТИ

Цель работы: Провести сравнительный анализ современных способов депарафинизации и применяемого оборудования. Разработать технологическую установку для депарафинизации нефти термическим методом (кристаллизацией) в процессе подготовки нефти. Разработать мероприятия по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту установки.

В ходе выполнения бакалаврской работы была разработана конструкция колонна-кристаллизатор для депарафинизации нефти с улучшенными характеристиками. Ожидаемый технический эффект от внедрения новой конструкции достигается за счет: повышения производительности аппарата при уменьшении массо-габаритных характеристик.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 8 |
| 1 Литературный обзор..... | 9 |
| 1.1 Состав и основные характеристики нефти..... | 9 |
| 1.1.1 Состав нефти..... | 9 |
| 1.1.2 Основные физические свойства нефти..... | 10 |
| 1.1.3 Отложения парафинов..... | 13 |
| 1.2 Способы депарафинизации..... | 14 |
| 1.3 Депарафинизация кристаллизацией..... | 19 |
| 1.3.1 Депарафинизация в растворе пропана..... | 23 |
| 1.4 Методы отделения твердой фазы от жидкой..... | 25 |
| 1.5 Конструкции аппаратов для депарафинизации..... | 27 |
| 1.6 Заключение к литературному обзору..... | 27 |
| 2 Конструкторско-технологический раздел..... | 29 |
| 2.1 Разработка технологической схемы установки..... | 29 |
| 2.2 Расчёт основных параметров..... | 30 |
| 2.2.1 Определение геометрических параметров кристаллизатора..... | 31 |
| 2.2.2 Прочностной расчет..... | 31 |
| 2.3 Разработка конструкции установки..... | 32 |
| 2.4 Вспомогательное оборудование..... | 34 |
| 3 Эксплуатация и ремонт..... | 36 |
| 3.1 Требования по безопасной эксплуатации установки..... | 36 |
| 3.2 Ремонт и техобслуживание..... | 36 |
| 3.2.1 Подготовка к ремонту..... | 36 |
| 3.2.2 Основные виды износа..... | 37 |
| 3.2.3 Диагностика повреждений..... | 38 |
| 3.2.4 Ремонт корпусных деталей..... | 38 |
| 3.2.5 Ремонт внутренних деталей..... | 40 |

| | |
|---------------------------------------|-------|
| 3.2.6 Гидроиспытания..... | 40 |
| Заключение..... | 42 |
| Список использованных источников..... | 44 |
| Приложение А..... | 45-71 |
| Приложение Б..... | 72 |

ВВЕДЕНИЕ

Одним из важных требований к нефтепродуктам является их подвижность при низких температурах. Потеря подвижности нефти является следствием способности твердых углеводородов (парафинов и церезинов) кристаллизоваться при снижении температуры из растворов нефтяных фракций, при этом образуя структурированную систему, которая связывает жидкую фазу. Чтобы получить нефтяные масла с низкой температурой застывания, в технологию их производства добавлен процесс депарафинизации, целью которого является удаление твердых углеводородов из нефти. Так же твердые углеводороды, которые нежелательны в маслах и топливах, являются сырьем для производства парафинов, церезинов и продуктов на их основе, которые находят широкое применение.

Последствия выпадения парафина могут быть следующими:

- увеличение гидравлических сопротивлений и снижение пропускной способности трубопровода;
- изменение реологических свойств нефти, вплоть до образования структуры во всем объеме и потери текучести;
- стабилизация водонефтяной эмульсии. После этого на стадии подготовки нефти для разрушения этой эмульсии требуется деэмульгаторы и повышенная температура

Таким образом, проблема разработки оборудования и технологии депарафинизации нефти является актуальной.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Состав и основные характеристики нефти

1.1.1 Состав нефти

Нефть — это природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, которая состоит в основном из сложной смеси углеводородов разной молекулярной массы и некоторых других химических соединений. Примерный химический состав нефти показан на рисунке 1 [1].

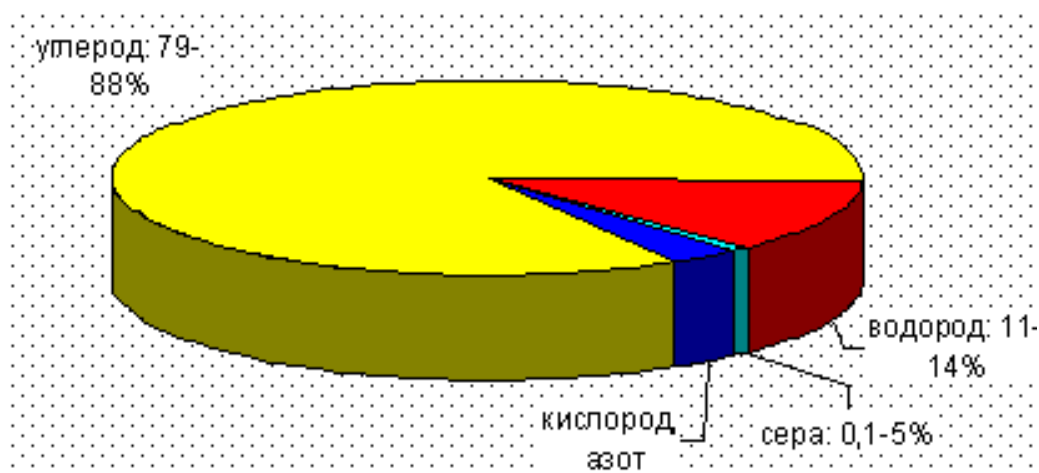


Рисунок 1 – Химический состав нефти [1]

В состав нефти входит около 1000 веществ. Самую большую часть из них (80-90%) составляют углеводороды, это органические вещества, которые состоят из атомов углерода и водорода. Нефть содержит около 500 углеводородных соединений - парафиновых (алканов), которые составляют половину всех углеводородов нефти, ароматических (бензол и его производные) и нафтеновых (циклоалканов).

Помимо этого, имеются в нефти высокомолекулярные соединения в виде смол и асфальтовых веществ.

В общей сумме содержание углерода и водорода в нефти - около 97—98% (по весу), в том числе углерода 83—87% и водорода 11-14%.

В зависимости от количества атомов водорода и углерода в молекуле углеводороды могут быть жидкостями, газами или твердыми веществами. Углеводороды, у которых число атомов углерода равно 1-4, в нормальных условиях являются газами. Углеводороды, которые содержат от 5 до 15 атомов углерода, — жидкости, а углеводороды, которые содержат в молекуле больше 15 атомов углерода, — твердые вещества. Газообразные парафиновые углеводороды в нефти присутствуют в растворенном состоянии и при выходе нефтепродукта на поверхность выделяются из нее в виде попутных газов. Жидкие парафиновые углеводороды составляют самую большую долю жидкой части нефти. Твердые парафиновые углеводороды, которые растворены в нефти, могут выделяться из нее.

Кроме углеводородной части, в нефти присутствует малая не углеводородная часть - соединения серы, азота и кислорода. Серы в нефти бывает достаточно много – до 5%, это вызывает коррозию металлов [1].

1.1.2 Основные физические свойства нефти

1) Плотность нефти и нефтепродуктов

Плотность нефти обычно меньше единицы, так как основу нефти составляют углеводороды. Плотности нефтепродуктов зависят от фракционного состава и могут изменяться в следующих границах:

Таблица 1 – плотности нефтепродуктов

| | |
|---|--|
| Нефть (плотность 0.800-0.950 г/см ³) | Бензин (плотность 0.710-0.750 г/см ³) |
| | Керосин (плотность 0.750-0.780 г/см ³) |
| | Дизельное топливо (пл. 0.800-0.850 г/см ³) |
| | Мазут (плотность ~ 0.950 г/см ³) |
| | Масляные погоны (пл. 0.910-0.980 г/см ³) |
| | Смола (плотность > 1.0 г/см ³) |
| | Гудрон (плотность 0.990-1.0 г/см ³) |

Для характеристики нефти используют величины относительной плотности.

Относительная плотность (ρ) – это безразмерная величина, которая численно равна отношению массы нефтепродукта (m_n^t) при температуре определения к массе дистиллированной воды при 4^0C (m_v^t), взятой в том же объеме:

$$\rho_4^t = m_n^t / (m_v^t) \quad (1.1)$$

Плотность наибольшего количества нефтей меньше единицы и может колебаться в диапазоне от 0.80 до 0.90. Высоковязкие смолистые нефти имеют плотность близкую к единице. На величину плотности нефти оказывает большое влияние наличие в ней растворенных газов, количество смолистых веществ и фракционный состав. Плотность фракций нефтей увеличивается по фракциям.

2) Температуры застывания, помутнения и начала кристаллизации

Нефть и нефтепродукты – это не индивидуальные вещества. Они представляют собой сложную смесь органических соединений. Поэтому нефтепродукты не имеют определенной температуры перехода из одного агрегатного состояния в другое. Влияние температуры на агрегатное состояние нефтепродуктов имеет одно из важных значений при их эксплуатации и транспортировке.

Низкотемпературные свойства нефтепродуктов характеризуются температурой застывания. Карбюраторные, реактивные и дизельные топлива характеризуются температурой помутнения. Реактивные и карбюраторные топлива, которые содержат ароматические углеводороды, характеризуются температурой начала кристаллизации. Эти характеристики не являются физическими константами, но достаточно точно определяют температурный диапазон практического применения соответствующих нефтепродуктов.

Температура застывания характеризует потерю текучести нефтепродукта, которая возможна в зоне низких температур. Чем больше содержание парафинов (твердых углеводородов), тем выше температура застывания нефтепродукта. Потеря текучести может быть связана с увеличением вязкости продукта с понижением температуры. Температура помутнения показывает склонность топлива поглощать при низких температурах влагу из воздуха (особенно это опасно для авиационных топлив, потому что образующиеся кристаллики льда могут засорять топливоподающую аппаратуру, что может привести к трагедии).

3) Вязкость

Величина вязкости важна в том случае, если оценивается скорость фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насоса добычи нефти и др.

Вязкость (внутреннее трение) нефти и нефтепродуктов зависит от фракционного состава и химического. Различают динамическую (η) и кинематическую (ν) вязкость (из физики $\nu = \eta / \rho$).

Динамическая вязкость (η) (внутреннее трение) – это свойство жидкостей оказывать сопротивление сдвигающим касательным усилиям. Это свойство проявляется при движении жидкостей. Единица измерения - н•с/м².

Иногда динамическую вязкость характеризуют как сопротивление, которое оказывает жидкость при относительном перемещении двух слоев.

Кинематическая вязкость (ν) – величина, которая равна отношению динамической вязкости (η) к ее плотности (ρ) при той же температуре, т.е. $\nu = \eta / \rho$

Кинематическая вязкость нефтей разных месторождений изменяется в широком диапазоне (от 2 до 300 сст – сантистокс при 20⁰C). Средняя вязкость большинства нефтей составляет величину от 40 до 60 сст.

Кинематическая вязкость - это важная характеристика нефтяных смазочных масел, потому что именно от величины вязкости зависит способность смазочного масла обеспечивать необходимый гидродинамический

режим смазки. Для смазочных масел, которые предназначены для определенного вида машин и механизмов, величина вязкости (γ_{50} и γ_{100}) является главной нормирующей составляющей.

Значение вязкости зависит от температуры. При низких температурах вязкость нефтепродуктов повышается, а при высоких увеличивается. Так как многие масла и другие нефтепродукты эксплуатируются в широком диапазоне температур, то характер температурной кривой вязкости служит для них важной характеристикой. Чем эта кривая (зависимость) более пологая, тем выше качество масла [2].

1.1.3 Отложения парафинов

Твердые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях, и их содержание может быть от следов до 20-28% [3].

Состояние парафинов в нефти зависит от температуры и давления. Они хорошо растворяются в нефти при повышенной (40°C и более) температуре. Так как пластовая температура в нефтяной залежи в большинстве случаев выше 40°C , то можно сказать, что парафины в пластовых условиях образуют гомогенный раствор. При извлечении нефти, то есть при снижении температуры, давления и разгазирования ее способность растворять парафины уменьшается. Это приводит к тому, что происходит пресыщение нефти парафином и переход части его в кристаллическое состояние. Но этот переход может произойти только на какой-то поверхности. Центрами кристаллизации являются выступы, шероховатости поверхности труб и механические взвеси в потоке [3].

Механизм отложения парафинов происходит следующим образом. В результате охлаждения нефти под влиянием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент. Существование такого градиента приводит к тому, что образуется градиент концентрации растворенного парафина к стенке трубы под действием

молекулярной диффузии. Когда происходит достижение частицами парафина стенки трубы или границы твердых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

В том случае, когда температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то в потоке нефти так же будут содержаться кристаллы парафина, жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твердой фазой. Когда уменьшается температура, масса кристаллов парафина, взвешенных в нефти, увеличивается, а количество растворенного парафина – уменьшается.

Кристаллы парафина и их скопления, которые возникли на внутренней поверхности труб, и образуют парафиновые отложения. Кристаллы парафина, образовавшиеся в объеме нефти, в формировании отложений не участвуют.

Последствия выпадения парафина могут быть различными:

- увеличение гидравлических сопротивлений и снижение пропускной способности трубопровода;
- изменение реологических свойств нефти, вплоть до образования структуры во всем объеме и потери текучести;
- стабилизация водонефтяной эмульсии. После этого на стадии подготовки нефти для разрушения этой эмульсии потребуется повышенная температура и деэмульгаторы.

1.2 Способы депарафинизации

Цель процессов депарафинизации нефтяных продуктов - это удаление из них высоkozастывающих кристаллических компонентов (парафинов), чтобы понизить их температуру застывания, а в ряде случаев также и получить выделяемый парафин в качестве целевого продукта. Парафины можно выделять при помощи разных технических средств, основанных на различных физико – химических принципах.

Большинство промышленных процессов депарафинизации основано на

свойстве парафинов при охлаждении снижать растворимость в различных растворителях, в том числе и в нефтяных продуктах, выделяясь при этом из раствора в виде кристаллических образований. Выкристаллизовавшийся парафин отделяют от раствора в большинстве случаев фильтрацией, либо центрифугированием [4].

Глубина извлечения парафина (глубина депарафинизации обрабатываемого сырья) в этих процессах, зависит от температуры охлаждения обрабатываемого раствора, природы применяемых растворителей, а так же кратности разбавления исходного продукта растворителями. Процессы депарафинизации данной группы будут называться – депарафинизация кристаллизацией.

Другим свойством парафина, которое используется при депарафинизации, является способность парафина образовывать с некоторыми веществами твердые комплексы, не растворимые в нефтяных продуктах. В этих процессах парафин из раствора отделяют посредством связывания его в такие нерастворимые комплексы. В качестве веществ, которые образуют с парафином нерастворимые комплексы, в настоящее время применяют карбамид (мочевина). Комплекс от депарафинированного раствора отделяют центрифугированием, фильтрацией или отстаем. Глубина депарафинизации при данных процессах зависит от кратности обработки исходного продукта карбамидом. Процессы депарафинизации, основанные на образовании комплексов парафина с карбидом, называются карбамидной депарафинизацией.

Третий принцип депарафинизации основан на способности некоторых растворителей по-разному растворять высокозастывающие и низкозастывающие компоненты нефтяных продуктов, что позволяет извлекать низкозастывающие компоненты такими растворителями экстрагированием.

Процессы депарафинизации, которые основаны на принципе экстрагирования, получили название процессов экстракционной депарафинизации.

Четвертый принцип депарафинизации основан на способности некоторых

адсорбентов избирательно адсорбировать из нефтяного сырья либо низкозастывающие, либо застывающие его компоненты. Так, активированный уголь способен адсорбировать из нефтяных продуктов застывающие компоненты (парафины). Можно провести весьма глубокую депарафинизацию нефтяного продукта, обрабатывая его активированным углем.

Процессы, где депарафинизацию осуществляют адсорбентами, называются адсорбционной депарафинизацией.

Другим способом депарафинизации является процесс электродепарафинизации как одного из простейших методов. Процесс основан на эффектах диэлектрофореза, электрофореза, и диполофореза [4]. Сущность его заключается в создании на кристаллах твердых углеводородов парафинсодержащего сырья (при его охлаждении) электрического заряда при помощи депрессорных присадок с последующим выделением твердой фазы в электрическом поле на электродах. В результате этого получают нефтепродукты с улучшенными низкотемпературными свойствами. Всего существует два способа электродепарафинизации: с возможностью агломерирования парафина без его осаждения; выделение парафинов осаждением на электродах. В первом случае используется поле переменного тока, его преимуществом является значительное увеличение скоростей охлаждения и центрифугирования или фильтрации. Во втором случае используется постоянное электрическое поле, на котором выделяется парафин на положительном и отрицательном электродах.

На качество депарафинированных продуктов оказывает влияние время осаждения. Выход парафина и скорость осаждения при электродепарафинизации можно увеличить добавлением специальных веществ – промоторов (уксусная, пальмитиновая, олеиновая и стеариновая кислоты) к сырью перед охлаждением. Есть предположение, что они осаждаются вместе с парафинами.

Суть процесса микробиологической депарафинизации заключается в способности некоторых видов микробов избирательно окислять парафиновые

углеводороды, преимущественно нормального строения, в качестве источника энергии, которая необходима для их жизнедеятельности [4]. Сущность процесса заключается в том, что углеводороды проникают в клетки микроорганизмов, способны адаптироваться к углеводородному типу питания в начальной стадии окисления углеводородов.

К числу таких микроорганизмов относятся некоторые типы *levures* (грибков) и *pseudomonas*, жизнедеятельность которых протекает в нефтяных фракциях. Они относятся к классу аэробных микроорганизмов, усваивающих главным образом парафины нормального строения, включая углеводороды с 25 углеродными атомами. При этом углеводороды другого строения не мешают.

Биомасса, накопленная микроорганизмами в процессе окисления парафиновых углеводородов, является побочным продуктом процесса и после выделения в чистом виде используется как основа для получения кормового белка. В зависимости от состава сырья, депарафинизат используют как компонент низкозастывающего маловязкого масла или зимнего дизельного топлива.

Производство низкозастывающих продуктов осуществляется в две стадии. Первая – микробиологическая депарафинизация. Эта стадия проводится в водной среде с добавками питательных солей в депарафинизаторе, являющийся основным аппаратом установки. Для микроорганизмов в качестве питательной среды в водную часть вводят соли, содержащие Na, P, K, Mg, S и другие элементы, а также кислород воздуха. Кроме этого, для развития микроорганизмов в водную часть добавляют некоторые соединения, содержащие Fe, Zn, Cu, Mn. При соблюдении всех условий культивирования в депарафинизаторе происходит окисление непрерывно поступающей нефтяной фракции. Вторая стадия – это выделение депарафинированного продукта из стойкой эмульсионной смеси с микробной массой и водой. Проводится с помощью добавления «комплекса», который представляет собой 10%-ный водный раствор кальцинированной соды (2%) и аммиака (8%), и отстаивания.

Энергоемкие и малотехнологичные методы получения низкозастывающих нефтепродуктов (карбамидная, низкотемпературная депарафинизация и др.) вытесняются новыми эффективными процессами каталитической депарафинизации, которые не связаны с потерей нефтепродукта.

Процесс каталитической гидродепарафинизации – это новый многоцелевой каталитический процесс переработки нефти, направленный на селективное удаление н-алкановых углеводородов из различных нефтяных фракций с применением металлцеолитных катализаторов в присутствии водорода. Этот процесс применяется для снижения температуры застывания базовых компонентов средних дистиллятов и смазочных масел, температуры помутнения дизельных топлив и температуры кристаллизации авиационных топлив.

В процессе гидродепарафинизации протекают реакции гидроизомеризации н-парафинов и селективного гидрокрекинга, при этом молекулы парафинов каталитически разрываются и изомеризуются доизопарафинов. Кроме этого, протекают вторичные реакции гидрокрекинга изопарафинов, гидрирование ароматических углеводородов до нафтен, насыщение непредельных углеводородов и гидрирование нафтен. В то же время может происходить глубокая гидроочистка дизельного топлива и керосина с удалением азота и серы.

Из отмеченных выше способов депарафинизации получили наиболее широкое промышленное применение различные и многочисленные разновидности процессов депарафинизации кристаллизацией. Используя принцип кристаллизации при охлаждении, и сочетая его с применением избирательных растворителей, можно депарафинировать самые разные нефтяные продукты, начиная от дистиллятов дизельных топлив и заканчивая тяжелыми остаточными рафинатами.

1.3 Депарафинизация кристаллизацией

Процессы депарафинизации нефтяных продуктов кристаллизацией могут быть весьма многочисленными и разнообразными. Они могут отличаться по условиям кристаллизации, типу и применению используемых растворителей, способу отделения выкристаллизовавшегося парафина от депарафинированного раствора и другим технологическим признакам. Классификацию данных процессов можно провести по типу применяемых растворителей, разделив их на следующие группы: депарафинизация кристаллизацией без растворителей, депарафинизация в углеводородных растворителях-разбавителях или в избирательных полярных растворителях.

В качестве примера на рисунке 2 показана принципиальная схема аммиачного холодильного отделения установок депарафинизации и обезмасливания.

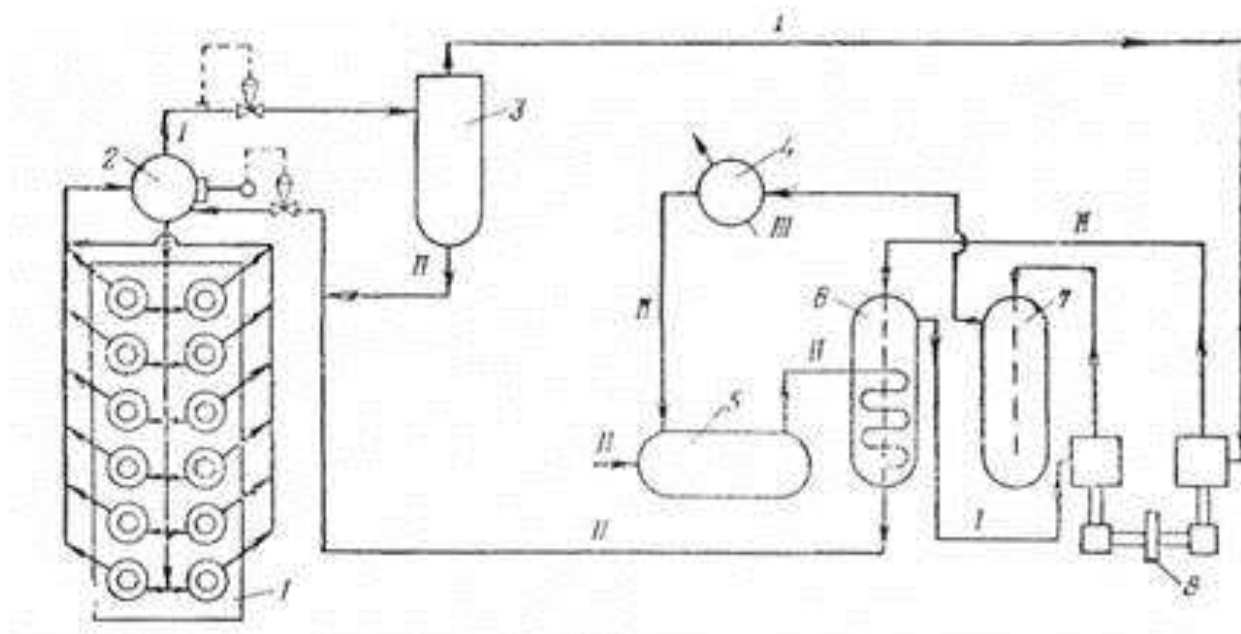


Рисунок 2 – Принципиальная схема аммиачного холодильного отделения установок депарафинизации и обезмасливания

1 – кристаллизатор; 2 – аккумулятор; 3 – отделитель жидкости; 4 – конденсатор-холодильник; 5 – рабочий ресивер; 6 – промежуточный сосуд; 7 – маслоотделитель; 8 – компрессор; I – газообразный аммиак; II – жидкий аммиак; III – вода

Самыми дешевыми и простыми являются процессы депарафинизации кристаллизацией без применения растворителей. В данных процессах исходный продукт охлаждается в кристаллизационных устройствах до нужной температуры и выкристаллизовавшийся парафин из охлажденного продукта удаляется под повышенными давлениями фильтрацией на фильтрессах. В результате фильтрации получаются два продукта: фильтрат, который является депарафинированным продуктом, и гач, представляющий собой концентрат парафина с содержанием парафина около 60-80%. Далее гач направляется на обезмасливание для изготовления технического парафина-сырца, а из него получают товарный технический парафин после очистки.

Глубина депарафинизации фильтрата при данных процессах определяется температурой охлаждения, фильтрации перерабатываемого продукта и чистотой удаления из него твердой фазы. При фильтрации при полном удалении выкристаллизовавшегося парафина температура насыщения фильтрата оказывается равной температуре фильтрации или ниже ее на $0,5 - 1^{\circ}$. У фильтрата температура застывания лежит еще на $2 - 3^{\circ}$ ниже температур насыщения и фильтрации, потому что для застывания фильтрата необходимо, чтобы из него дополнительно выкристаллизовывалось некоторое количество парафина.

Недостатком данных процессов депарафинизации, которые осложняют их использование - это высокая вязкость при температуре фильтрации жидкой фазы обрабатываемых продуктов. Так, для парафинового дистиллята (вязкость при $50^{\circ} 10\text{сст}$) вязкость жидкой фазы при 0° увеличивается до 200 сст, а при 10° до 450 сст. Поэтому скорости фильтрации продуктов становятся низкими, и это вызывает необходимость применять фильтрессы размывочного типа, имеющие весьма развитую поверхность фильтрации и дающие возможность вести процесс при высоких рабочих давлениях.

Но применение фильтрессов полностью не разрешает вопрос, потому что основное масляное сырье (значительно более тяжелое, чем парафиновый дистиллят) приобретает при температуре депарафинизации такую высокую

вязкость, что фильтрация его становится невозможной даже на фильтрпрессах. Помимо высокой вязкости тяжелых продуктов, переработке их методом фильтрпрессования препятствует еще их кристаллическая мелкая структура.

Таким образом, процессы депарафинизации кристаллизацией без растворителей ограничиваются переработкой сырья невысокой вязкости с ограниченным верхним пределом температуры кипения, хорошо отректифицированного от высококипящих фракций для сохранения его крупнокристаллической структуры. Главным образом, процессы депарафинизации этой группы применяют для переработки парафиновых дистиллятов вязкостью около 8 – 12 сСт при 50°, которые выкипают в основном в пределах 325 - 460°. Гач – это целевой продукт депарафинизации парафиновых дистиллятов является, из которого после очистки и обезмасливания получают технические парафины различных марок. Депарафинизация парафиновых дистиллятов проводится при температурах 0° и выше, чтобы вязкость жидкой фазы была не очень высокой, и процесс фильтрпрессования протекал производительно.

Чтобы устранить осложнения и ограничения возможностей процессов депарафинизации, вызываемых высокой вязкостью жидкой фазы перерабатываемых продуктов при температуре фильтрации, используют снижение вязкости этих продуктов разбавлением маловязкими растворителями-разбавителями. Для наиболее высокого снижения вязкости при наименьшем расходе разбавителя стараются брать более маловязкие углеводородные продукты, например, легкие узкие фракции бензинов (нафту), гексан, гептан. При аппаратурном оформлении процесса, который позволяет проводить основные технологические операции под повышенным давлением, используют сжиженные нефтяные газы, а чаще всего жидкий пропан. Поэтому возникает новая группа процессов депарафинизации, отличающаяся от рассмотренной выше как по технологическому осуществлению, так и по аппаратурному оформлению. Принципиальная схема установки с использованием избирательных растворителей показана на рисунке 2.

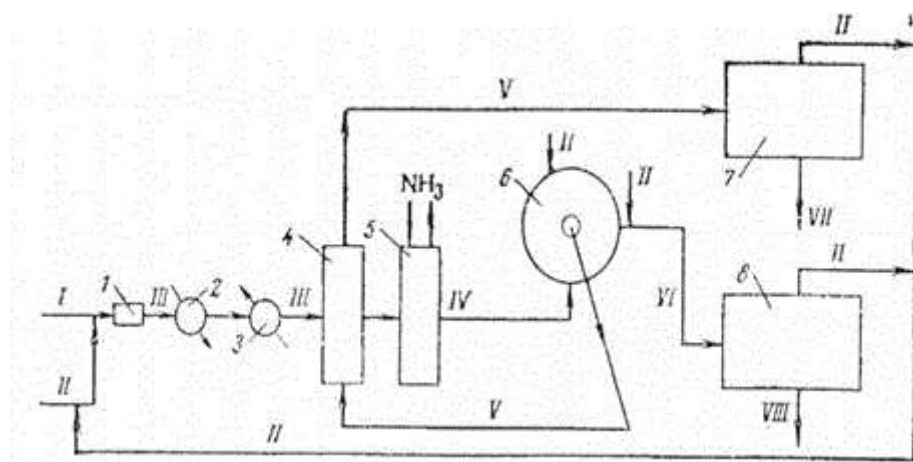


Рисунок 3 – Принципиальная схема установки депарафинизации с использованием избирательных растворителей

1 - смеситель; 2 - паровой подогреватель; 3 - водяной холодильник; 4 - регеиеративный кристаллизатор; 5 - аммиачный кристаллизатор; 6 – вакуумный фильтр; 7 – отделение регенерации растворителя из раствора депарафинированного масла; 8 – отделение регенерации ратворителя из раствора гача или петролатума; I – сырье; II – растворитель; III – раствор сырья; IV – суспензия твердых углеводов; V – раствор депарафинированного масла; VI – раствор гача или петролатума; VII – депарафинированное масло; VIII – твердые углеводороды (гач или петролатум)

Значение вязкости при применении разбавителей исходного сырья отходит на второй план. Это позволяет увеличить ассортимент перерабатываемого сырья и проводить депарафинизацию таких высоковязких продуктов, как тяжелые остаточные масла. Кроме этого, разбавление сырья растворителями позволяет понизить температуру депарафинизации, так как связанное с понижением температуры возрастание вязкости жидкой фазы устраняется повышением разбавления. Понижение температуры депарафинизации позволяет извлекать больше парафина и получать депарафинированное масло с более низкими температурами застывания, чем при депарафинизации без растворителей.

Однако применение растворителей вносит значительные усложнения в техническое оформление процесса. Вся аппаратуру, а так же разделительные устройства, нужно тщательно герметизировать и монтировать во

взрывобезопасном исполнении. Появляется необходимость создания дополнительной аппаратуры для отделения растворителей от продуктов депарафинизации. Помимо этого увеличиваются объемы перерабатываемых продуктов, которые приходятся на единицу депарафинируемого сырья. Это вызывает возрастание энергетических затрат и т.д.

При процессах депарафинизации с использованием углеводородных разбавителей выкристаллизовавшийся парафин от депарафинированного раствора отделяют фильтрацией или центрифугированием.

Недостатком процессов депарафинизации с использованием углеводородных разбавителей является большая величина разницы между температурой застывания депарафинированного и температурой депарафинизации масла (низкий температурный эффект депарафинизации). Исходя из этого, депарафинируемые растворы нужно охлаждать до низких температур, чтобы получилось масло с нужными температурами застывания.

Чтобы повысить температурный эффект депарафинизации, к углеводородному растворителю-разбавителю добавляют растворитель-осадитель, который обладает пониженной растворяющей способностью к перерабатываемому сырью, в особенности к его застывающим компонентам. Растворитель-осадитель вводят в депарафинизируемый раствор в определенных количествах, таких, чтобы при значимом снижении растворимости застывающих компонентов низкозастывающие компоненты оставались полностью в растворенном состоянии. В качестве растворителей-осадителей применяют легкокипящие полярные растворители, например, метилэтилкетон, ацетон, дихлорэтан и др.

1.3.1 Депарафинизация в растворе пропана

Есть два варианта осуществления процесса депарафинизации в растворе пропана: с аммиаком (хладоагентом), который используется в основном на последней стадии охлаждения, либо при помощи испарения из раствора в

горизонтальных или вертикальных аппаратах самого пропана, для этого обязательным является наличие компрессоров на установке. Данный процесс является простым и экономичным, а так же исключается линия инертного газа, потому что пропан используется и для отдувки осадка на фильтре. Главным отличием пропановой депарафинизации от МЭК (смесь метилэтилкетона) является вследствие малой вязкости раствора большая скорость охлаждения при низких температурах. При охлаждении остаточного сырья образуются крупные дендритные кристаллы, которые обеспечивают высокую скорость фильтрования. В случае дистиллятного сырья, наоборот, из-за образования мелкокристаллической структуры. Из – за высокой растворяющей способности пропана кратность к сырью у него невысокая – от 0.8:1 до 2:1 (об.). Но высокая растворимость твердых углеводородов требует более низких температур, что приводит к увеличению ТЭД (температурный эффект депарафинизации) на 15-20°C, это является недостатком. При данном процессе сырье смешивается со сжиженным пропаном, охлаждается и поступает в кристаллизатор, где при помощи дросселирования происходит испарение пропана, заранее охлажденного до 30°C ÷ -45°C (в этом случае пропан охлаждается за счет испарения части его). После этого суспензия подается в барабанные фильтры. Пройдя теплообменники, раствор депарафинированного масла поступает в секцию регенерации растворителя. Осадок с барабана отдувается пропаном. Основная масса пропана из раствора петролатума и фильтрата отгоняется в отпарных колоннах и паровых испарителях. Выход депарафинированного масла составляет около 74 – 76% [4].

1.4 Методы отделения твердой фазы от жидкой после кристаллизации

Отделение твердой фазы от жидкой - это самая дорогостоящая и технически трудная операция процесса депарафинизации. Техническая трудность ее объясняется тем, что при депарафинизации нужно отделять твердую фазу от относительно вязкой жидкости, при этом твердая фаза представляет собой очень мелкие кристаллические образования, обладающие неблагоприятным для отделения строением, именно сильно развитой поверхностью, приходящейся на единицу их массы.

Существует много различных способов для отделения твердой фазы от жидкой, начиная от различных форм отстоя, фильтрации и центрифугирования, кончая электроосаждением, флотацией и др. Самое большое промышленное применение получили вакуумная фильтрация, центрифугирование и фильтпрессование [5].

Процесс фильтрации – это один из самых универсальных способов отделения твердой фазы от жидкой. При данном процессе депарафинизации отделяемый парафин, отлагаясь на фильтрующей поверхности, образует петролатум или гач.

Самым разнообразным может быть техническое оформление процесса фильтрации. Он может осуществляться на фильтпрессах под давлением, под действием силы тяжести на фильтрах периодического действия различных устройств, на барабанных фильтрах непрерывного действия под давлением или под вакуумом и т.д. Но при всем указанном выше списке механизм и сущность этого процесса, а также управляющие им основные принципиальные закономерности остаются одинаковыми и общими.

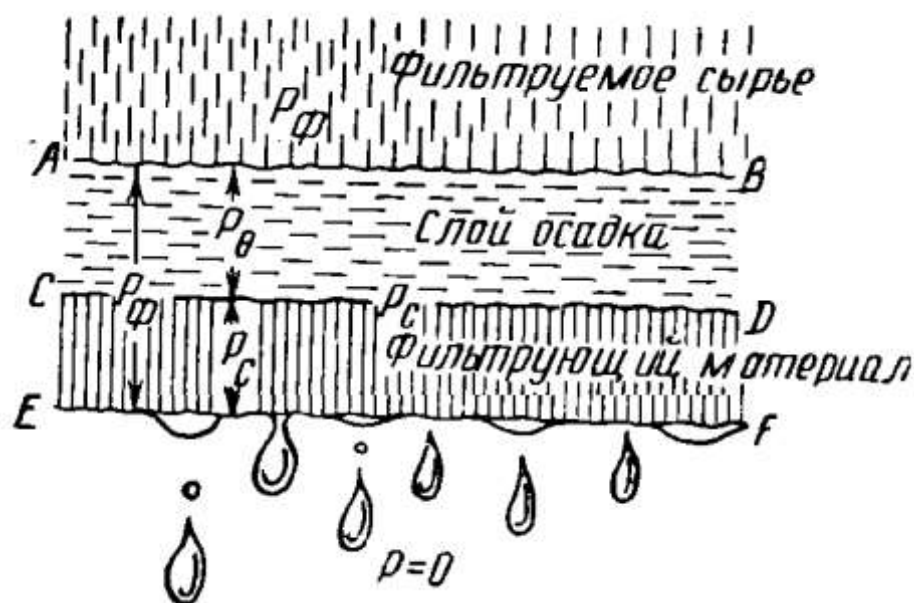


Рисунок 4 – Процесс фильтрации

На любом фильтрующем устройстве процесс фильтрации протекает следующим образом. Начальные порции фильтруемой жидкости, пройдя через фильтрующий материал, оставляют на поверхности материала слой твердого вещества, и следующая фильтрация протекает через двойной фильтрующий слой, который состоит из основного фильтрующего материала и слоя отложившегося на нем осадка. Рабочее давление является движущей силой фильтрации. Пористость, структура, толщина фильтрующего материала и отложившегося на нем осадка определяют сопротивление фильтрации. В процессе фильтрации слой осадка на фильтрующей поверхности растет, сопротивление фильтрации увеличивается. Если при этом рабочее давление фильтрации будет оставаться постоянным, то скорость фильтрации, соответственно, будет уменьшаться.

По истечении некоторого времени фильтрации осадок отфильтрованного твердого продукта удаляется и описанный выше цикл повторяется.

Центрифугирование, как процесс отделения твердой фазы от жидкой может рассматриваться как модификация процесса отстоя, в которой движущая сила отстоя (сила тяжести) заменена намного более интенсивной центробежной силой.

Когда вращается центрифуга, находящиеся в центрифугируемой жидкости частицы твердой фазы в случае, когда их плотность превышает плотность жидкости, относятся центробежной силой к стенке барабана. Частицы, которые более легкие, чем жидкость, например, частицы парафина в растворе масла в дихлорэтанбензоловой смеси, направляются к оси барабана и собираются у поверхности центрифугируемой жидкости [5].

1.5 Конструкции аппаратов для депарафинизации нефти

Конструктивно аппараты для депарафинизации нефти выполняют двух типов: горизонтальные теплообменники и вертикальные колонны. Обзор устройств для депарафинизации представлен в Отчёте о патентных исследованиях (Приложение А).

1.6 Заключение к литературному обзору

Из вышеизложенной информации можно сделать вывод о том, что процесс депарафинизации (удаление парафинов из нефти) играет важную роль при переработке нефти, так как неочищенная от парафинов нефть может спровоцировать поломку оборудования. Существуют различные способы депарафинизации: депарафинизация кристаллизацией, карбамидная депарафинизация, экстракционная, адсорбционная, электродепарафинизация, микробиологическая, каталитическая гидродепарафинизация. Из отмеченных способов депарафинизации получили наиболее широкое промышленное применение процессы депарафинизации кристаллизацией. Используя принцип кристаллизации при охлаждении, и сочетая его с применением избирательных растворителей, можно депарафинировать самые разные нефтяные продукты, начиная от дистиллятов дизельных топлив и заканчивая тяжелыми остаточными рафинатами.

Классификацию данных процессов можно провести по типу

применяемых растворителей, разделив их на следующие группы: депарафинизация кристаллизацией без растворителей, депарафинизация в углеводородных растворителях-разбавителях или в избирательных полярных растворителях. Депарафинизация кристаллизацией в углеводородных растворителях является наиболее эффективной, так как в данном процессе происходит значительное снижение вязкости. При аппаратном оформлении процесса, который позволяет проводить основные технологические операции под повышенным давлением, используют сжиженные нефтяные газы, а чаще всего жидкий пропан.

Есть два варианта осуществления процесса депарафинизации в растворе пропана: с аммиаком (хладоагентом), который используется в основном на последней стадии охлаждения, либо при помощи испарения из раствора в горизонтальных или вертикальных аппаратах самого пропана, для этого обязательным является наличие компрессоров на установке. Данный процесс является простым и экономичным, а так же исключается линия инертного газа, потому что пропан используется и для отдувки осадка на фильтре.

Таким образом, для депарафинизации нефти в процессах её подготовки к транспортировке наиболее целесообразно применять способ кристаллизационной депарафинизации с растворителем. В качестве растворителя наиболее перспективно применять сжиженный пропан.

Поэтому целью данной работы является проектирование технологической установки для депарафинизации нефти кристаллизационным методом в растворе пропана и разработка технологических режимов её эксплуатации. При этом решаются следующие задачи:

- 1) Разработка технологической схемы установки
- 2) Разработка конструкции установки
- 3) Расчет основных параметров
- 4) Разработка технологических режимов эксплуатации и ремонта установки

2 КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Конструкция разрабатываемого кристаллизатора – это вертикальный цилиндрический аппарат с тарелками и штуцерами для ввода и вывода смеси.

2.1 Разработка технологической схемы установки

В ходе выполнения бакалаврской работы была разработана технологическая схема установки, которая представлена на рисунке 5.

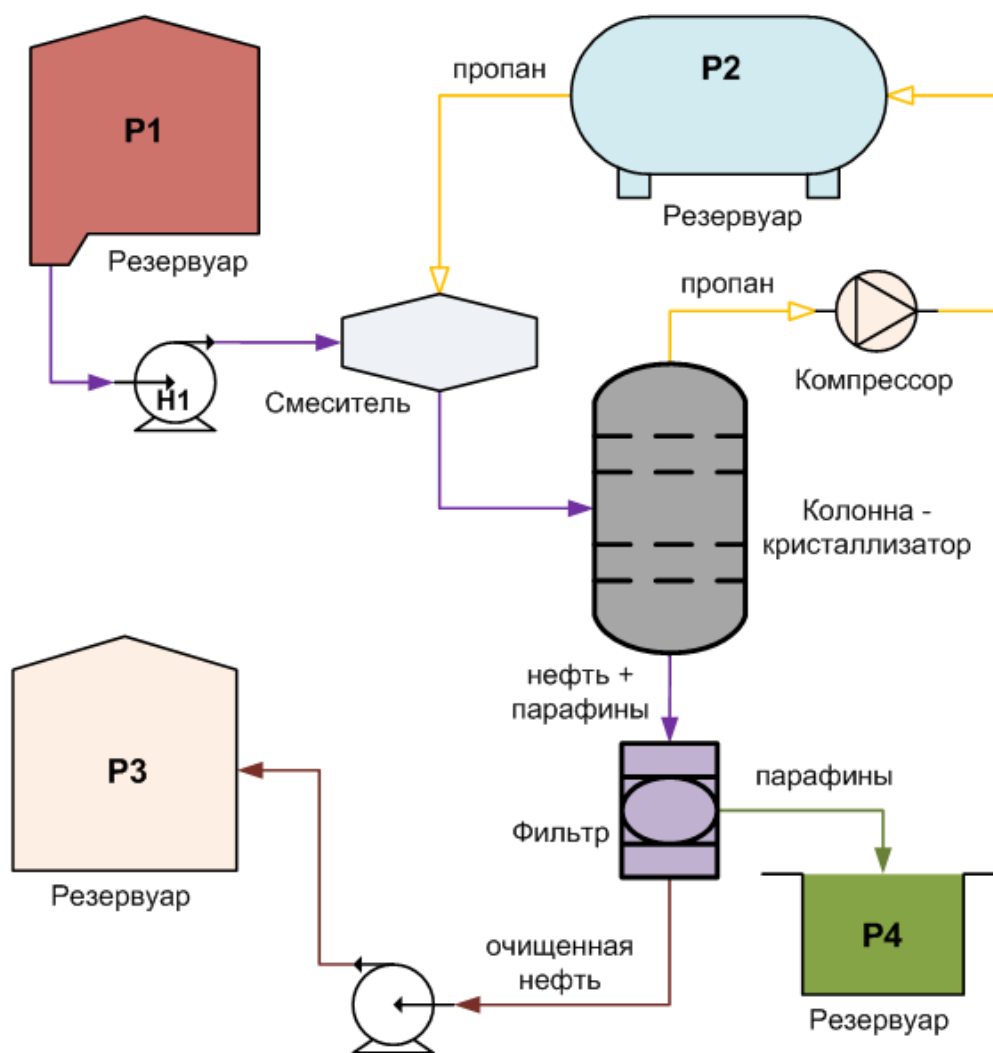


Рисунок 5 – технологическая схема установки

Принцип работы данной установки заключается в следующем. Добытая, неочищенная нефть из резервуар Р1 через насос Н1 перекачивается в смеситель. В это же время в смеситель попадает сжиженный пропан из резервуара Р2. В смесителе происходит смешивание пропана с нефтью. Полученная смесь попадает в колонну-кристаллизатор, где происходит непосредственная очистка нефти от парафинов, которые выделяются из жидкости в виде кристаллов. Испарившийся пропан через компрессор снова попадает в резервуар Р2, где может использоваться повторно. Смесь (нефть + парафины), полученная в колонне-кристаллизаторе, попадает в фильтр, где происходит отделение очищенной нефти от парафинов. Очищенная нефть через насос Н2 отправляется в резервуар Р3, а парафины попадают в резервуар Р4.

2.2 Расчет основных параметров

Основными конструктивными параметрами колонны-кристаллизатора являются диаметр корпуса, высота корпуса, толщина стенки корпуса, количество тарелок.

Исходные данные:

$$M_n = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} = 24 \frac{\text{т}}{\text{сут.}} - \text{массовый расход сырья}$$

$$\rho = 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность нефти}$$

$$t = 10 \text{ мин} - \text{время пребывания сырья в аппарате}$$

$$D = 530 \text{ мм} - \text{диаметр внутренней тарелки (ГОСТ 10704-91)}$$

$$h = 100 \text{ мм} - \text{высота тарелки}$$

$$d = 102 \text{ мм} - \text{наружный диаметр внутренней трубы тарелки (ГОСТ 10704-91)}$$

$$h_m = 100 \text{ мм} - \text{расстояние между тарелками}$$

2.2.1 Определение геометрических параметров кристаллизатора

Объемный расход (производительность) сырья:

$$Q = \frac{M}{p} = 1,136 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \quad (2.1)$$

Объем реакционного пространства:

$$V_p = Q * t = 189,394 \text{ л} = 0,189 \text{ м}^3 \quad (2.2)$$

Вычислим объем нефти на одной тарелке:

$$V_T = \frac{\pi * h_T}{4} * (D - d) = 0,021234 \text{ м}^3 = 21,234 \text{ л} \quad (2.3)$$

Количество тарелок:

$$N_t = \frac{V_p}{V_T} = 8,900846 \quad (2.4)$$

Принимаем $N_t = 9$

Вычислим габариты аппарата:

$$H = h_t * 9 + h_m * 9 + 200 \text{ мм} = 2,018 \text{ м} - \text{высота корпуса} \quad (2.5)$$

$$D = D_{vn} + 2 * 2 \text{ мм} = 534 \text{ мм} - \text{диаметр корпуса внутренний} \quad (2.6)$$

2.2.2 Прочностной расчёт

$P = 1,3 \text{ Мпа}$ – избыточное давление внутри корпуса (рабочее давление соответствует температуре кристаллизации парафина, $t = 30^\circ\text{C}$)

$D = 530 \text{ мм}$ – внутренний диаметр обечайки

$\sigma = 160$ Мпа – допускаемое напряжение материала обечайки

$\varphi = 1$ – коэффициент прочности продольного сварного шва обечайки

S_p – расчетная толщина стенки обечайки

C – поправка на коррозию

C_0 – поправка на округление

S – действительная толщина обечайки

Определение толщины стенки корпуса аппарата:

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P} = 0,002162 \text{ м} = 2,162 \text{ мм} \quad (2.7)$$

$$S = S_p + C + C_0 = 3,162 \text{ мм} \quad (2.8)$$

Полученное значение округляем до ближайшего большего стандартного значения. Для изготовления корпуса аппарата принимаем стальной лист толщиной 4 мм, в соответствии с ГОСТ 19903-74.

2.3 Разработка конструкции установки

С учетом рассчитанных параметров была спроектирована установка колонна-кристаллизатор для депарафинизации нефти, изображенная на рисунке 6.

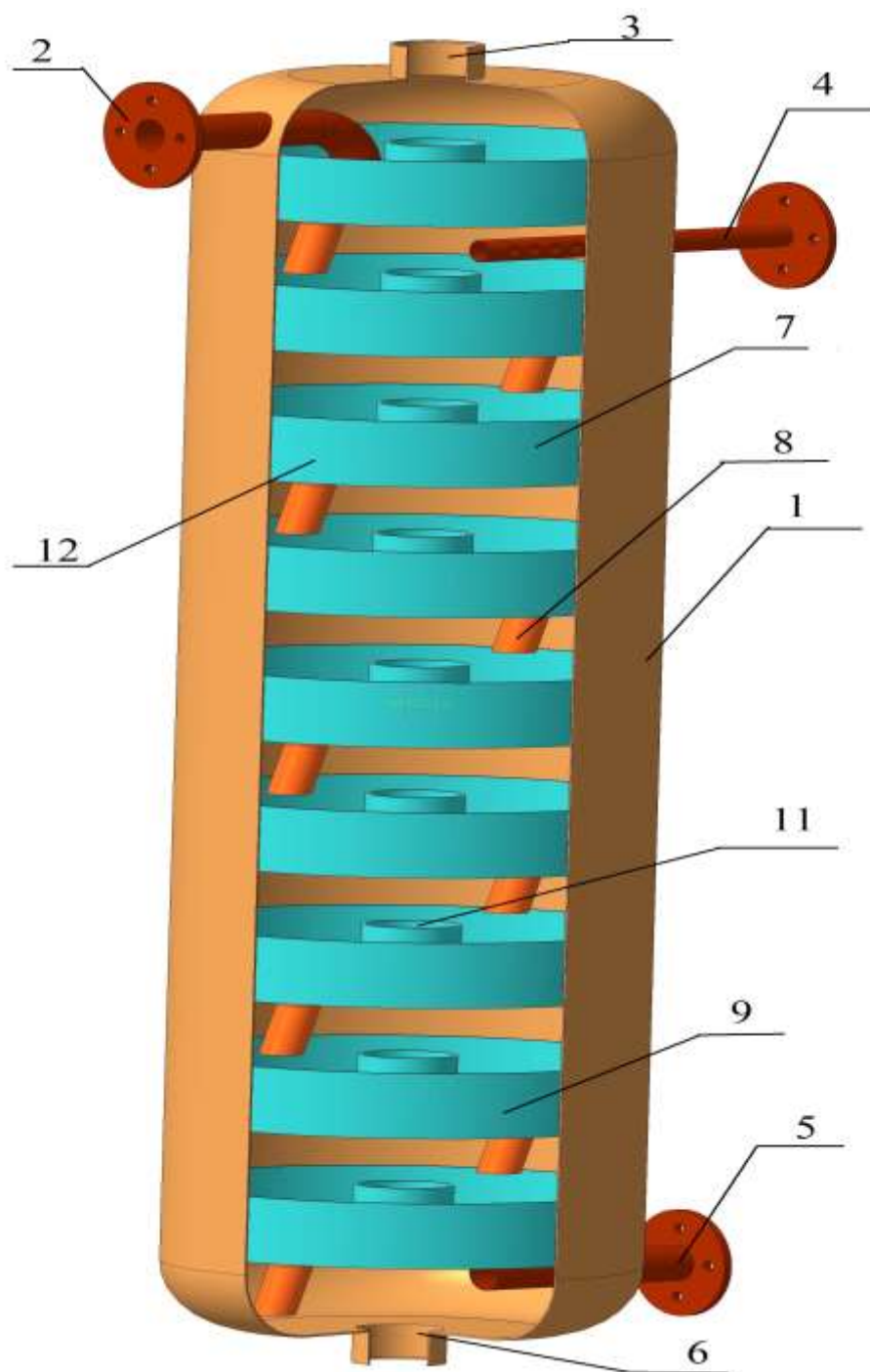


Рисунок 6 – Колонна кристаллизатор

1-корпус; 2-штуцер ввода смеси пропан+нефть; 3-штуцер для откачки паров; 4-штуцер для ввода переохлажденной смеси пропан+нефть+твердые парафины; 5-штуцер для удаления переохлажденной смеси пропан+нефть+твердые парафины; 6-штуцер для полного опорожнения; 7-тарелки; 8-патрубок; 9-стенки для удержания необходимого объема смеси; 11-отверстие для прохода паров пропана; 12- стенки для перелива смеси на нижерасположенную тарелку

Устройство работает следующим образом. Смесь пропан + нефть подают на первую верхнюю тарелку из штуцера 2, после заполнения тарелки смесь переливается по патрубку 8 на нижерасположенную тарелку. В процессе заполнения тарелки уменьшается количество пропана и понижается температура смеси вследствие вскипания пропана, под действием компрессора откачки паров через штуцер 3. На второй тарелке продолжается охлаждение смеси и выделение парафинов. На вторую тарелку для ускорения кристаллизации парафинов через штуцер с распределителем потока 4 вводится переохлажденная смесь пропан + нефть + твердые парафины, содержащиеся в ней твердые парафины служат дополнительными центрами кристаллизации. Переохлаждаясь, смесь переливается на следующую тарелку. Смесь, переохлаждаясь и насыщаясь увеличенными кристаллами парафинов, сливается в нижнюю часть аппарата, откуда через штуцер 5 ее откачивают на узел фильтрации и частично на вторую тарелку.

2.4 Вспомогательное оборудование

Через насос Н1 перекачивается сырая нефть, поэтому в качестве данного насоса мы будем использовать винтовой насос для перекачки высоковязких продуктов. Схема винтового насоса показана на рисунке 7.

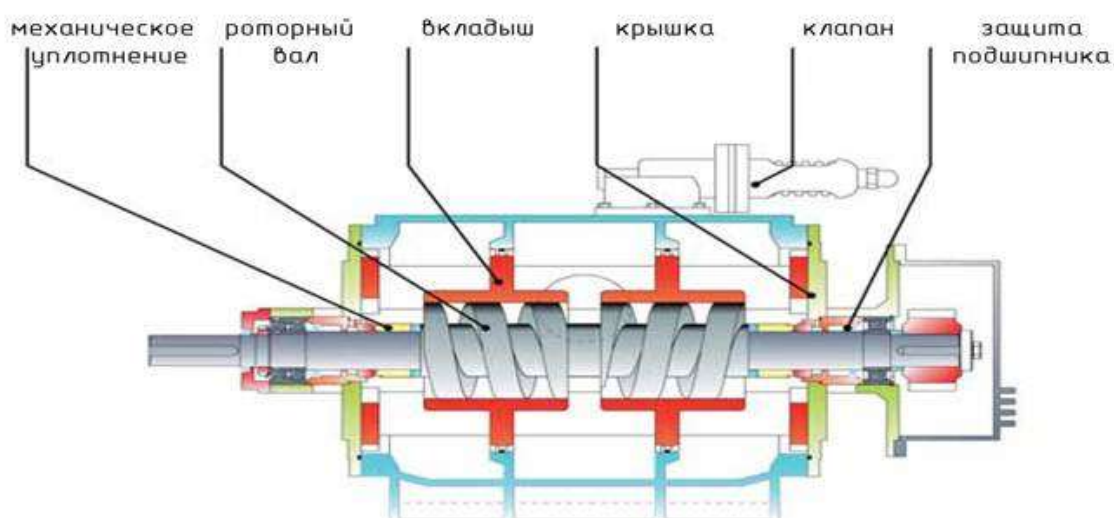


Рисунок 7 – Винтовой насос

Очищенная от парафина нефть перекачивается через насос Н2. В качестве данного насоса будет использоваться центробежный консольный насос, изображенный на рисунке 8.



Рисунок 8 – Центробежный консольный насос

В качестве компрессора мы будем использовать газовый компрессор, изображенный на рисунке 9.

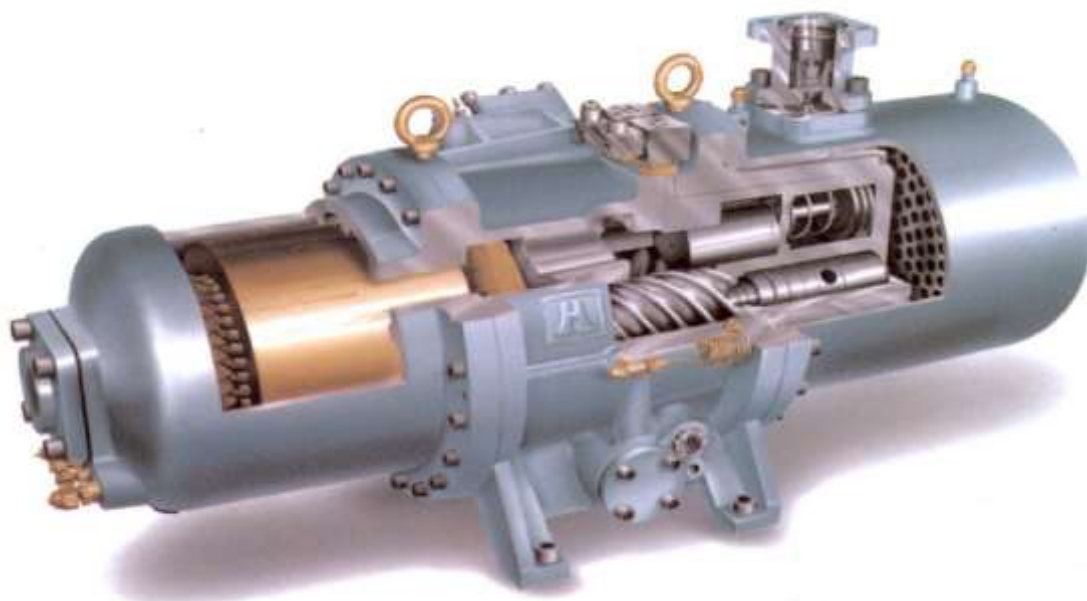


Рисунок 9 – Газовый компрессор

3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ

3.1 Требования по безопасной эксплуатации установки

Чтобы избежать чрезвычайно опасной ситуации при эксплуатации разработанной установки, необходимо регулировать такие параметры как температура и давление.

Температура в колонне-кристаллизаторе регулируется через термопары типа Е. Тип Е – это термопара из сплава хромель – константан. Соединение хромель-констант имеет высокую производительность ($68 \text{ мкВ} / ^\circ \text{C}$), кроме того, оно является немагнитным. Диапазон температур составляет от $-50 ^\circ \text{C}$ до $+740 ^\circ \text{C}$.

Давление регулируется через датчик давления.

3.2 Ремонт и техобслуживание установки

3.2.1 Подготовка к ремонту

Подготовка колонны-кристаллизатора к ремонту заключается в следующем. Давление в колонне доводят до атмосферного и удаляют из колонны рабочую среду, после этого устройство пропаривают водяным паром, который вытесняет оставшиеся в колонне пары и газы. Далее промывают колонну водой. Иногда промывку и пропарку чередуют несколько раз.

Промытую и пропаренную колонну отсоединяют от всех коммуникаций и аппаратов глухими заглушками. Снятие и установку каждой заглушки регистрируют в специальном журнале.

Ремонт колонны-кристаллизатора начинается со вскрытия, которое следует производить, соблюдая следующие правила. Сначала открывают верхний люк, но перед этим в течение некоторого времени в аппарат подают

водяной пар. Это позволяет избежать возможного подсоса воздуха, из-за этого может образоваться взрывоопасная смесь. Далее (сверху вниз) открывают остальные люки. Запрещено одновременно открывать верхний и нижний люки. Кроме этого нельзя открывать сначала нижний, а затем верхний люк, потому что из-за разности температур происходит сильный приток воздуха в колонну, что может привести к образованию взрывоопасной смеси.

После открытия люков колонна в течение некоторого времени проветривается в результате естественной конвекции воздуха. После проветривания проводится анализ проб воздуха, которые берутся из колонны на разных высотных отметках [6].

3.2.2 Основные виды износа

Колонна-кристаллизатор содержит огне – и взрывоопасные среды. В процессе эксплуатации колонна-кристаллизатор подвергается коррозионному, эрозионному и механическому износу корпуса и внутренних устройств.

Скорость износа зависит от разных факторов: от условий ведения процесса, конструктивного исполнения, физико-химических свойств среды, качества металла корпуса и внутренних устройств, применения соответствующих ингибиторов коррозии.

Механический износ внутренних устройств и корпуса проявляется в виде их пластических деформаций и образовании трещин в металле при превышении расчетных давлений и температур.

Эрозионный износ корпуса колонны наиболее интенсивен в местах с высокими скоростями паровых потоков и жидкости, которые содержат абразивные включения (катализатор, кокс, адсорбент). Участки корпуса, которые подвержены эрозии, защищают специальными устройствами (улиты, маточники, отбойные листы и т.д.), они уменьшают кинетическую энергию струй пара и жидкости.

Помимо этого, износ колонны-кристаллизатора опасен не только из-за нарушения прочности; образовавшиеся продукты коррозии могут закупорить или загрязнить трубопроводы небольшого сечения, конденсаторы и теплообменники.

Для борьбы с эрозионным и коррозионным износом при изготовлении корпуса и внутренних устройств используют стойкие материалы с учетом рабочих условий в аппарате (давление, температура, агрессивность среды) [7].

3.2.3 Диагностика повреждений

Выявление дефектов корпуса, которое требует высокой квалификации, включает визуальный осмотр (для определения общего состояния участков и корпуса, подверженных наибольшему износу); измерение остаточной толщины корпуса при помощи ультразвуковых дефектоскопов, путем микрометрирования и контрольного просверливания отверстий; проверку на плотность сварных швов и разъемных соединений и т.д.

Далее по характеру обнаруженного дефекта устанавливают способ ремонта корпуса.

3.2.4 Ремонт корпусных деталей

Неплотные сварные швы вырубают, заваривают и зачищают соответствующим электродом. Правильное перекрытие старого и нового швов является весьма важным.

Изношенные штуцера и люки вырезают и заменяют новыми с обязательной установкой укрепляющих колец. Укрепляющие кольца новых штуцеров должны иметь несколько больший диаметр, чем старые: это позволит

приваривать их в новом месте. Подвергают ремонту все сигнальные отверстия и штуцера.

При ремонте измеряют фактическую толщину стенки корпуса, эксплуатируемой колонны-кристаллизатора. Наиболее изношенные участки корпуса колонны вырезают, на их место ставят новый участок, заранее изготовленный по радиусу колонны. Сварку производится встык. Вырезание больших участков корпуса может привести к нарушению устойчивости и ослаблению сечения. Из-за этого до вырезания дефектного участка его укрепляют стойками, которые проставляются внутри или снаружи. Сечение и число стоек и размеры опорных лап рассчитывают из условия равенства их сопротивлению вырезанного сечения.

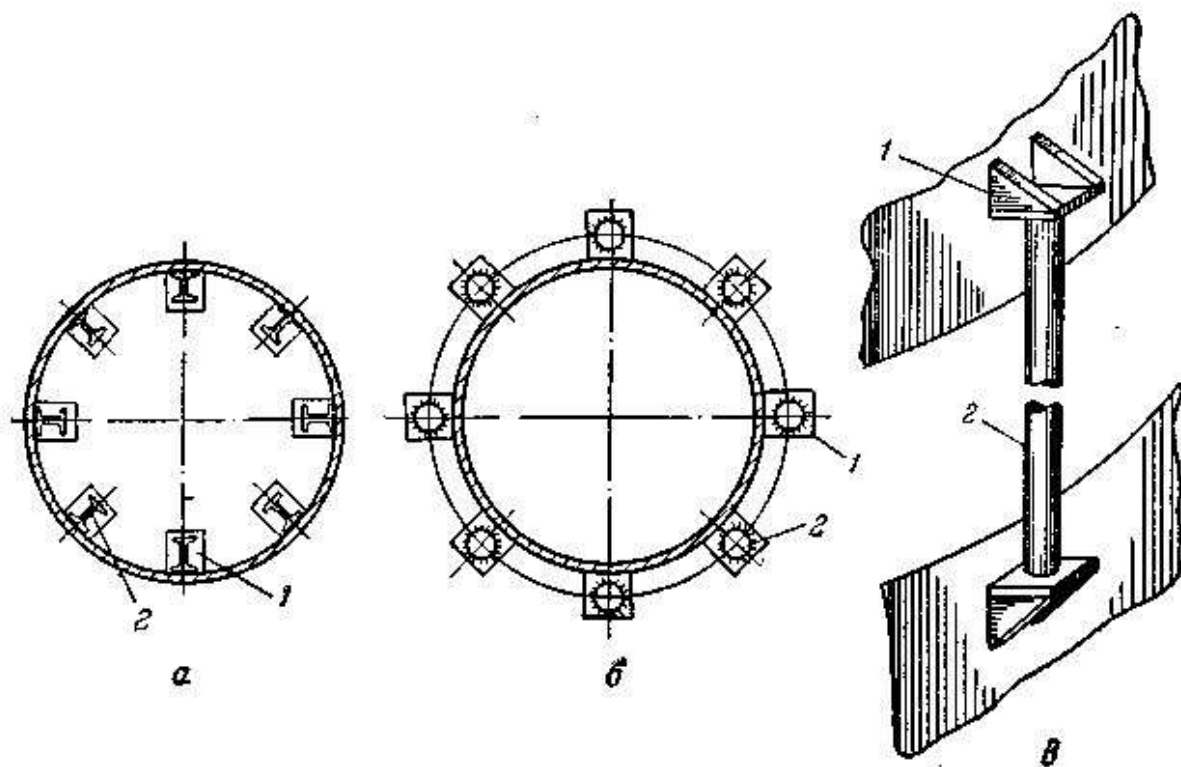


Рисунок 10 – Усиление колонны в местах вырезаемых поясов

а – внутренними стойками; б – наружными стойками; в – схема крепления стойки;
1 – лапа; 2 – стойка.

Промежуточные обечайки заменяются следующим образом. Сначала устанавливают подъемные мачты, которые удерживают верхнюю

неповрежденную часть колонны, затем отделяют эту часть от поврежденного участка газорезкой и опускают на землю. Поврежденную часть колонны стропят и при помощи тех же мачт опускают на землю. Новую часть колонны, которую заранее подготавливают, поднимают и стыкуют с нижней частью колонны, затем поднимают верхнюю ее часть. Оба стыковых шва заваривают после проверки монтируемых частей.

Учитывая трудоемкость таких замен участков корпуса, очень часто признают целесообразной полную замену изношенной колонны. Демонтаж колонны-кристаллизатора производят в порядке, обратном монтажу [8].

3.2.5 Ремонт внутренних деталей

При монтаже тарелок их устанавливают в строго горизонтальное положение.

До начала установки тарелок нужно проверить вертикальность корпуса колонны.

Тарелки в процессе монтажа должны быть проверены на отсутствие повреждений, соответствие ее деталей конструктивным чертежам, герметичность установки тарелки в корпусе колонны, а так же правильность установки деталей и тарелки в целом.

3.2.6 Гидроиспытания

Ремонт колонны-кристаллизатора заканчивается ее испытанием. При гидравлическом испытании колонна-кристаллизатор заполняется водой при открытой воздушке, определяемой на верху колонны. Появление воды в воздушке говорит о заполнении колонны. Давление в колонне медленно повышается до контрольной величины после закрытия воздушки. При данном

давлении аппарат выдерживается 5 мин, далее давление снижается до рабочего значения, при котором осуществляется обстукивание сварных швов молотком и осмотр корпуса устройства. При проведении пневматического испытания обстукивание сварных швов не допускается [9].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в данной работе были проанализированы известные способы депарафинизации нефти, а также конструкции для данного процесса.

За основу взята конструкция колонны-кристаллизатора. Рассчитаны основные параметры, а именно габариты корпуса, производительность, объем реакционного пространства, объем нефти на одной тарелке, количество тарелок. Данные параметры соответствуют выбранному массовому расходу сырья.

Сконструирована модель колонны-кристаллизатора по подсчитанным параметрам, а также разработана схема протекания процесса депарафинизации.

Разработана система эксплуатации, а также система планово-предупредительного ремонта, которая включает в себя подготовку к ремонту, основные виды износа, диагностику повреждений, ремонт корпусных деталей, ремонт внутренних деталей, гидроиспытания.

Все поставленные задачи были выполнены в полном объёме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Плотникова И.Н., Успенский Б.В., Кемалов А.Ф. Элементный состав нефти и рассеянного органического вещества и методы его изучения. Казань: Казанский университет, 2012. – 25 с.
2. Петров А.А. Углеводороды нефти. М: Химия, 1984. – 120 с.
3. Хавкин В.А., Дружинин О.А., Гуляева Л.А. О способах производства низкозастывающих дизельных топлив. Мир нефтепродуктов. М: Вестник нефтяной компании, 2007, №6. – 159 с.
4. Богданов М.Ф., Переверзев А.М. Депарафинизация нефтяных продуктов. М: Гостоптехиздат, 1961. – 247 с.
5. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа. Изд. 2-е, пер. Л.: Химия, 1977. – 424 с.
6. Фарамазов С. А. Ремонт и монтаж оборудования химических и нефтеперерабатывающих заводов, 2 – е изд., перераб. М: Химия, 1980 – 312 с.
7. Тимонин А. С., Балдин Б. Г., Даниленко Н.В. Машины и аппараты химических производств. Калуга: Н. Ф. Бочкаревой, 2008. – 872 с.
8. Вихман Г. Л., Круглов С.А. Основы конструирования аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов. М: Машиностроение, 1978 – 328 с.
9. Гринберг Я.И. Слесарные работы при ремонте и наладке химического оборудования. М: Химия, 1969 – 430с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ДЕПАРАФИНИЗАЦИЯ НЕФТИ

Отчёт о патентных исследованиях

Руководитель проекта

_____ В.Г. Жуков

Исполнитель

_____ Д.Д. Захарова

Красноярск 2016

Общие данные об объекте исследования

Объектом исследования является устройство для депарафинизации нефти.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: депарафинизация, очистка нефти от парафинов.

Глубина патентного поиска – 20 лет. Начало поиска: январь 1996 г., окончание поиска: май 2016.

Введение

Целью процессов депаранифизации нефтяных продуктов является удаление из них высокозастывающих кристаллических компонентов – парафинов, чтобы понизить их температуру застывания, а в ряде случаев также и получить выделяемый парафин в качестве целевого продукта. Парафины можно выделять при помощи разнообразных технических средств, основанных на различных физико – химических принципах.

В данном отчёте представлен анализ патентов (по данным на май 2016 г), описывающих устройства для депарафинизации нефти.

При проведении анализа патентных документов ставились следующие задачи:

- оценка технического уровня и тенденции развития объекта исследования;
- выявление наиболее подходящей модели для проектирования

Технический уровень и тенденции развития объекта исследования

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных устройств для депарафинизации нефти.

1) Колонна-кристаллизатор (RU112904)

На рисунке 11 (а,б) изображена предлагаемая колонна-кристаллизатор. Колонна-кристаллизатор твердых парафинов представляет собой вертикальный аппарат 1 с эллиптической крышкой и днищем. Кристаллизатор снабжен штуцерами: ввода смеси пропан + нефть на верхнюю тарелку 2; откачки паров пропана 3; ввода переохлажденной смеси пропан + нефть + твердые парафины с распределителем потока 4; удаления из аппарата переохлажденной смеси пропан + нефть + твердые парафины 5; полного опорожнения 6. Внутри колонны-кристаллизатора по всей площади горизонтально располагаются тарелки 7 с центральным отверстием для прохода паров пропана 11 и стенками для удержания необходимого объема смеси 9. Каждая тарелка (рис. 7б) снабжена переливным отверстием 13, окруженным с трех сторон стенками 12 для перелива смеси на нижерасположенную тарелку по патрубку 8. Тарелка также снабжена стенкой-разделителем потока 14 для движения смеси к патрубку 8.

Устройство работает следующим образом. Смесь пропан + нефть подают на первую верхнюю тарелку из штуцера 2, после заполнения тарелки смесь переливается по патрубку 8 на нижерасположенную тарелку. В процессе заполнения тарелки уменьшается количество пропана и понижается температура смеси вследствие вскипания пропана, под действием компрессора откачки паров через штуцер 3. На второй тарелке продолжается охлаждение смеси и выделение парафинов. На вторую тарелку для ускорения кристаллизации парафинов через штуцер с распределителем потока 4 вводится переохлажденная смесь пропан + нефть + твердые парафины, содержащиеся в

ней твердые парафины служат дополнительными центрами кристаллизации. Переохлаждаясь, смесь переливается на следующую тарелку. Начиная с третьей тарелки, стенки 12 вокруг переливного отверстия 13 отсутствуют по всему периметру, смесь с увеличенной вязкостью свободно переливается на последующую тарелку, переохлаждаясь и насыщаясь увеличенными кристаллами парафинов, сливается в нижнюю часть аппарата, откуда через штуцер 5 ее откачивают на узел фильтрации и частично на вторую тарелку.

Таким образом, предлагаемая полезная модель позволяет улучшить эксплуатационные свойства колонны-кристаллизатора за счет горизонтального расположения в нем системы тарелок, по которым самотеком перетекает и одновременно охлаждается смесь нефть-растворитель, в качестве растворителя и охлаждающего агента используют сжиженный пропан.

Использование данного устройства также позволит:

- увеличить площади испарения;
- равномерно распределить поток смеси нефть-растворитель по поверхности тарелок;
- обеспечить постепенное охлаждение смеси нефть-растворитель за счет перетекания по тарелкам сверху вниз;
- инициировать и регулировать начала (центров) кристаллизации на поверхности тарелок за счет устройства ввода смеси нефть + сжиженный газ + твердые парафины;
- предотвратить адгезию осадка (налипание) за счет покрытия поверхности тарелок фторопластом.

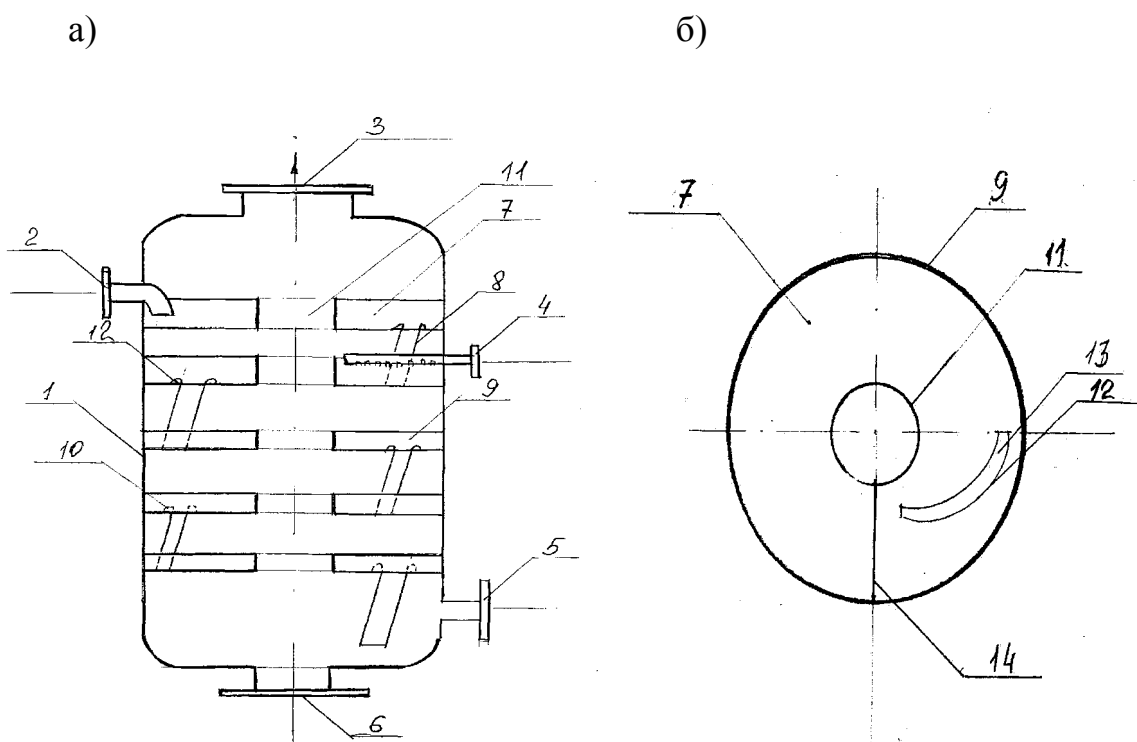


Рисунок 11 – Колонна кристаллизатор

а – Общая схема, б - Тарелка

2) Способ депарафинизации нефтепродуктов (RU 2106390)

Целью изобретения является повышение степени разделения твердых и жидких масляных углеводородов, а также увеличение выхода депарафинированного нефтепродукта.

Поставленная цель достигается способом депарафинизации нефтепродуктов путем смешения сырья с ПАВ, термообработки смеси, охлаждения ее до температуры депарафинизации с последующим выделением парафиновых углеводородов в постоянном электрическом поле с использованием в качестве ПАВ продукта конденсации СЖК фракции C_{21-25} и полиэтиленполиаминов в массовом соотношении соответственно 5,5:1,0.

В парафинистый нефтепродукт вводят 0,5 - 2 мас.% ПАВ. Смесь сырья и ПАВ подвергают термообработке при температуре выше температуры помутнения смеси, предпочтительно при 60-70°C до полного растворения

парафиновых углеводородов и присадки. Далее смесь заливают в ячейку для электродепарафинизации, представляющую собой систему коаксиальных электродов.

Ячейка помещается в термостатированный холодильник и подключается к выпрямительной установке таким образом, что центральный электрод соединен с отрицательным, а внешний - с положительным полюсом выпрямителя. Ячейку с нефтепродуктом охлаждают до температуры депарафинизации. Присадка сообщает кристаллам парафиновых углеводородов положительный заряд. Затем нефтепродукт подвергают депарафинизации в постоянном электрическом поле напряженностью 10000 - 30000 В/см. В результате происходит разделение парафинистого нефтепродукта на парафиновые углеводороды, образующие плотный осадок на центральном электроде и прозрачные низкозастывающие углеводороды у внешнего электрода. Степень разделения твердых и жидких масляных углеводородов (эффективность депарафинизации) оценивается путем сравнения показателей преломления при 70°C исходного сырья n_D^{70} , депарафинированного нефтепродукта n_D^{70} и твердых парафиновых углеводородов n_D^{70} . По сравнению с показателем преломления исходного сырья показатель преломления депарафинированного нефтепродукта повышается, а показатель преломления парафиновых углеводородов уменьшается. Причем, чем больше разница между показателями преломления исходного сырья и получаемых из него продуктов, тем более эффективен процесс депарафинизации. В общем случае эффективность процесса депарафинизации можно оценивать разницей показателей преломления депарафинированного нефтепродукта и твердых углеводородов. Кроме того, эффективность депарафинизации оценивается путем сравнения температуры застывания исходного сырья, температуры застывания депарафинированного продукта и температуры плавления твердых углеводородов. Чем ниже температура застывания депарафинированного нефтепродукта и выше температура плавления твердых углеводородов, тем эффективнее процесс депарафинизации.

Данные таблицы показывают, что электродепарафинизация остаточного масляного рафината по заявляемому способу (концентрация ПАВ в рафинате 0,5 - 2,0 мас. %, напряженность электрического поля 10000 В/см) приводит к разделению твердых и жидких масляных углеводородов рафината. Выход депмасла при концентрациях ПАВ в рафинате 0,5, 1,0 и 2,0 мас.% соответственно составляют 48,1, 53,0 и 64,4 мас.%. Температура застывания депмасла при этом находится в пределах 17-19°C, температура плавления петролатума 54-57°C. Разница показателей преломления депмасла и петролатума при 70°C с ростом концентрации присадки увеличивается с 0,0037 до 0,0064.

При депарафинизации по прототипу (концентрация ПАВ в рафинате 0,5 - 2,0 мас. %, напряженность электрического поля 10000 В/см) электроразделение отсутствует, что свидетельствует о преимуществах заявляемого способа.

Данные таблиц показывают, что электродепарафинизация остаточного масляного рафината по заявляемому способу при постоянной концентрации ПАВ в рафинате (1,0 мас. %) с ростом напряженности электрического поля (10000 - 30000 В/см) с ростом напряженности электрического поля (10000-30000 В/см) приводит к повышению степени разделения твердых и жидких масляных углеводородов рафината. При этом выход депмасла повышается с 53,0 до 63,7 мас.%, температура застывания депмасла находится в пределах 18 - 19°C, температура плавления петролатума при 70°C с ростом напряженности электрического поля увеличивается с 0,0044 до 0,0052.

Т а б л и ц а 1

Депарафинизация масляного рафината при напряженности электрического поля 10 кВ/см

| Способ депарафинизации | Присадка | Концентрация присадки в рафинате, % масс. | Выход деп-масла, % масс. | Температура застывания депмасла, °С | Температура плавления петролатума °С | ρ_{DP}^{70} | ρ_{DM}^{70} | $\rho_{DP}^{70} - \rho_{DM}^{70}$ | $\rho_{DM}^{70} - \rho_{DP}^{70}$ | $\rho_{DM}^{70} - \rho_{DP}^{70}$ |
|---------------------------------|----------------------|---|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|------------------|------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| По способу согласно изобретению | полиамидная присадка | 0,5 | 48,41 | +19 | +57 | 1,4783 | 1,4800 | 1,4763 | 0,0017 | 0,0037 |
| - " - | - " - | 1,0 | 53,0 | +18 | +54 | 1,4783 | 1,4803 | 1,4759 | 0,0020 | 0,0044 |
| - " - | - " - | 2,0 | 64,4 | +17 | +56 | 1,4783 | 1,4804 | 1,4740 | 0,0021 | 0,0064 |
| По прототипу | МАСК | 0,5 | отс. | - | - | - | - | - | - | - |
| - " - | - " - | 1,0 | отс. | - | - | - | - | - | - | - |
| - " - | - " - | 2,0 | отс. | - | - | - | - | - | - | - |

ρ_{DP}^{70} , ρ_{DM}^{70} , $\rho_{DP}^{70} - \rho_{DM}^{70}$ - показатель преломления при 70°С соответственно для рафината, депмасла и петролатума; отс. - отсутствие электроразделения.

Т а б л и ц а 2

Депарафинизация масляного рафината при концентрации присадки 1,0 % масс.

| Способ депарафинизации | Присадка | Напряженность электрического поля, В/см | Выход деп-масла, % масс. | Температура застывания депмасла, °С | Температура плавления петролатума °С | ρ_{DP}^{70} | ρ_{DM}^{70} | $\rho_{DP}^{70} - \rho_{DM}^{70}$ | $\rho_{DM}^{70} - \rho_{DP}^{70}$ | $\rho_{DM}^{70} - \rho_{DP}^{70}$ |
|---------------------------------|----------------------|---|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|------------------|------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| По способу согласно изобретению | полиамидная присадка | 20000 | 59,6 | +18 | +55 | 1,4783 | 1,4802 | 1,4756 | 0,0019 | 0,0046 |
| - " - | - " - | 30000 | 63,7 | +19 | +56 | 1,4783 | 1,4801 | 1,4749 | 0,0018 | 0,0052 |
| По прототипу | МАСК | 2000 | отс. | - | - | - | - | - | - | - |
| - " - | - " - | 30000 | отс. | - | - | - | - | - | - | - |

ρ_{DP}^{70} , ρ_{DM}^{70} , $\rho_{DP}^{70} - \rho_{DM}^{70}$ - показатель преломления при 70°С соответственно для рафината, депмасла и петролатума; отс. - отсутствие электроразделения.

3) Способ предотвращения отложений парафина (RU 2105133)

Обработка среды в кавитационном режиме за счет регулирования частоты и амплитуды подаваемого на устройство сигнала и поддержание амплитуды колебаний на уровне предела кавитационной прочности кристаллов парафина позволяет их диспергировать до малых размеров, при этом поверхностное натяжение нефти на граничной поверхности кристаллов парафина таково, что исключается последующая коагуляция и является достаточным и оптимальным для формирования равномерной устойчивости фазы нефть-парафин.

Таким образом, предотвращается отложение парафина и эффективность нефтедобычи повышается, при этом не требуется остановки работы скважины.

На рисунке 12 приведена схема, поясняющая реализацию заявляемого способа. В нефтяном пласте растворены твердые углеводороды-парафины 1, по мере "подъема" нефти образующие кристаллы парафина 2. На НТК 3 диаметром трубы 53 мм устанавливают ультразвуковой преобразователь 5, выполненный по авт.св. 480453 или вводят преобразователь, выполненный по авт.св. 227737, внутрь трубы, или то и другое вместе, в зависимости от качества нефти, причем устанавливают в зоне начала кристаллизации парафина 4 на глубине 1000 м. Задают режим виброобработки, частоту и амплитуду, эквивалентно кавитационной прочности кристалла парафина таким образом, что возникает кавитация и кристаллы парафина 2 диспергируются, поддерживают интенсивность колебаний на пределе кавитационной прочности кристаллов парафина до достижения из размеров, исключаящих коагуляцию и возможность налипания на стенки НТК.

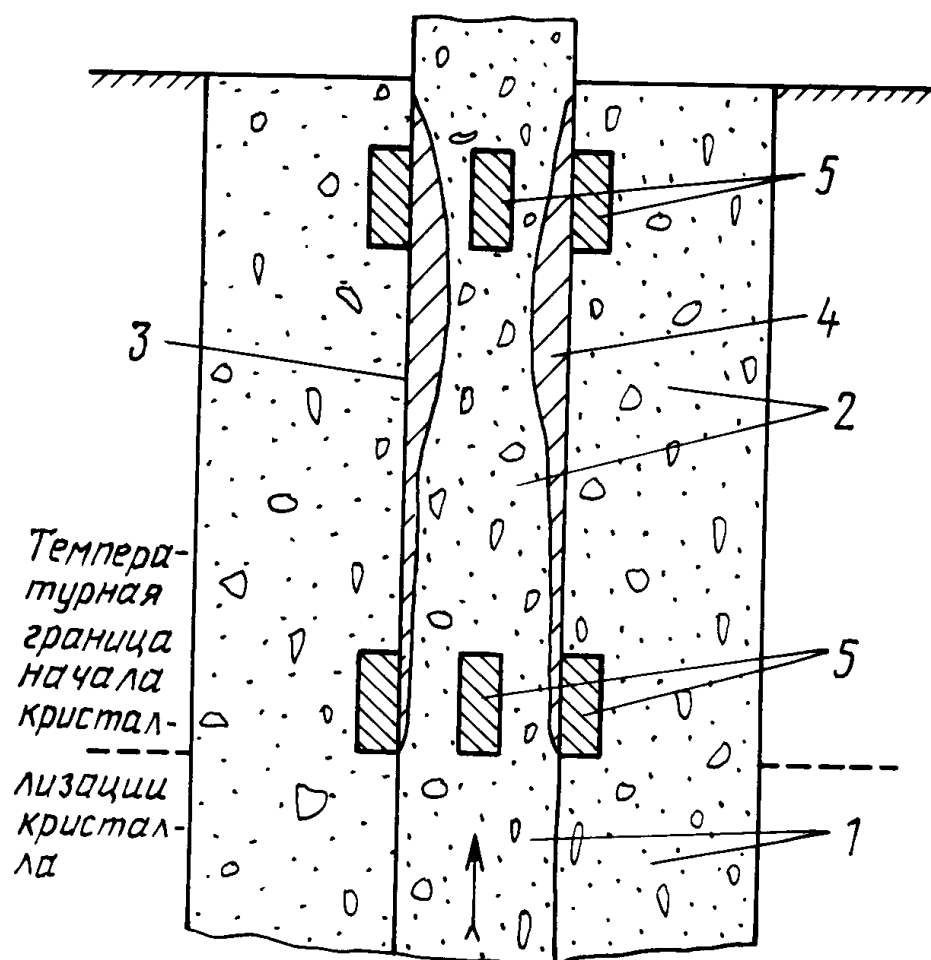


Рисунок 12 – Схема процесса

3) Устройство для охлаждения и кристаллизации парафинсодержащего углеводородного сырья (139340)

Задачей предлагаемой полезной модели является разработка устройства для охлаждения и кристаллизации парафинсодержащего углеводородного сырья, обеспечивающего получение суспензии твердых углеводородов с однородным крупнодисперсным кристаллическим составом.

Поставленная задача достигается тем, что устройство для охлаждения и кристаллизации парафинсодержащего углеводородного сырья, содержащее горизонтальный цилиндрический корпус с трубопроводами ввода сырьевого

потока в виде смеси парафинсодержащего углеводородного сырья с растворителем и вывода охлажденной суспензии, установленными, соответственно, на его передней и задней торцевых поверхностях, и с размещенным по его оси с возможностью вращения валом, на концах которого установлены якорные мешалки, а вдоль него последовательно размещены жестко соединенные со стенками корпуса полые дисковые элементы с образованием секций в корпусе для циркуляции и формирования потока сырья и закрепленные на валу лопастные мешалки со скребковыми элементами, установленные с возможностью контактирования последних с боковыми поверхностями дисковых элементов, трубопровод подачи хладагента с системой переточных патрубков, сообщающих полости смежных дисковых элементов между собой, для подачи в них хладагента в направлении, противоточном относительно направления движения сырьевого потока, причем в каждой паре смежных дисковых элементов один установлен с зазором относительно поверхности вала и без зазора относительно внутренней стенки корпуса, а другой, соответственно, без зазора относительно поверхности вала и с зазором относительно внутренней стенки корпуса, согласно полезной модели, дополнительно снабжено трубопроводом подачи антиактиватора нуклеации с отводными патрубками, на которых установлены регуляторы расхода, для ввода указанного антиактиватора в секции корпуса, в которые сырьевой поток поступает через зазоры дисковых элементов относительно внутренней стенки корпуса.

Сущность предлагаемого устройства поясняется чертежами, где на рисунке 13 приведена принципиальная схема предлагаемого устройства, на рисунке 14 показано сечение устройства плоскостью А-А, на рисунке 15 изображен вид Б устройства, на рисунке 16 приведены сравнительные данные по скоростям фильтрации суспензий, полученных при обработке рафинатов различного фракционного состава с применением известной и предлагаемой конструкции.

Предлагаемое устройство для охлаждения и кристаллизации парафинсодержащего углеводородного сырья содержит горизонтальный цилиндрический корпус 1 с трубопроводами ввода сырьевого потока 2 в виде смеси парафинсодержащего углеводородного сырья с растворителем и вывода охлажденной суспензии 3, установленными, соответственно, на его передней и задней торцевых поверхностях. По оси корпуса 1 установлен с возможностью вращения вал 4, на концах которого установлены якорные мешалки 5 и 6, а вдоль него последовательно размещены жестко соединенные со стенками корпуса 1 полые дисковые элементы 7, образующие секции 8-14 в корпусе 1 для циркуляции и формирования потока сырья. На валу 4 закреплены лопастные мешалки 15 со скребковыми элементами 16, установленные с возможностью контактирования последних с боковыми поверхностями дисковых элементов 7. Полости смежных дисковых элементов 7 сообщаются между собой посредством системы переточных патрубков 17, подсоединенных к трубопроводу подачи хладагента 18, для подачи в указанные полости хладагента в направлении, противоточном относительно направления движения сырьевого потока. При этом в каждой паре смежных дисковых элементов 7 один установлен с зазором относительно поверхности вала 4 и без зазора относительно внутренней стенки корпуса 1, а другой, соответственно, без зазора относительно поверхности вала 4 и с зазором относительно внутренней стенки корпуса 1.

В секции корпуса 8, 10, 12 и 14, в которые сырьевой поток поступает через зазоры дисковых элементов 7 относительно внутренней стенки корпуса 1, по трубопроводу 19 через отводные патрубки 20 с установленными на них регуляторами расхода 21, вводится антиактиватор нуклеации. Подача антиактиватора в указанные секции позволяет осуществить его наиболее быстрое и равномерное смещение с сырьевым потоком.

Антиактиватор нуклеации представляет собой вещество, подавляющее скорость образования зародышей *n*-алканов, которые являются

нежелательными центрами кристаллизации для последующего образования избыточного количества мелких труднофильтруемых парафиновых кристаллов.

В качестве антиактиваторов могут быть использованы различные технологические потоки:

- 1) фильтраты депарафинизации второй и третьей ступени;
- 2) фильтраты обезмасливания;
- 3) фильтраты от промывки растворителем парафиновой лепешки;
- 4) растворитель, содержащий небольшое количество масла.

На трубопроводе подачи хладагента 18 после штуцера ввода 22 установлен дополнительный отводной штуцер 23 с предохранительной разрывной диафрагмой 24.

На трубопроводе ввода сырьевого потока 2 после штуцера ввода 25 последовательно установлены смеситель 26 компонентов указанного потока и сепарационный узел 27.

Штуцера вывода сырьевого потока, вывода хладагента и подачи антиактиватора нуклеации, обозначены на чертеже позициями 28, 29 и 30, соответственно.

Предлагаемое устройство работает следующим образом. Сырьевой поток в виде смеси парафинсодержащего углеводородного сырья с растворителем последовательно поступает в смеситель 26 и сепарационный узел 27 устройства. В смесителе 26 происходит интенсивное перемешивание сырьевого потока, необходимое для полного растворения ранее образовавшихся кристаллов парафина, ухудшающих фильтруемость получаемой охлажденной суспензии. Далее сырьевой поток отстаивается в емкости сепарационного узла 27 с целью осаждения и удаления из него механических примесей и продуктов коррозии, приводящих к повышенному износу скребковых элементов 16, установленных на лопастных мешалках 15. Удаление из сырьевого потока механических примесей и продуктов коррозии в итоге позволяет увеличить продолжительность межремонтного срока эксплуатации устройства.

Корпус устройства 1 разделен на секции 8-14 полыми дисковыми элементами 7, сообщаемыми между собой посредством системы переточных патрубков 17. В полости дисковых элементов 7 по трубопроводу 18 подается хладагент в качестве которого используется раствор депарафинированного масла после фильтрации охлажденной суспензии. Хладагент подается в последний по направлению движения сырьевого потока дисковый элемент и выводится из первого дискового элемента. Таким образом, хладагент движется в противоточном направлении, относительно направления движения сырьевого потока, что увеличивает эффективность охлаждения сырьевого потока. Сырьевой поток выводится из устройства в виде охлажденной суспензии через штуцер вывода 28, расположенный на задней торцевой поверхности устройства.

Хладагент прокачивается через дисковые элементы 7, соединенные системой переточных патрубков 17, при помощи насоса. Максимальное давление, которое может развивать насос, превышает рабочее давление хладагента в дисковых элементах 7, что вызывает необходимость изготовления дисковых элементов 7, рассчитанных на повышенное давление и, соответственно, увеличивает металлоемкость устройства. Поэтому, на трубопроводе подачи хладагента 18 после штуцера ввода 22 установлен дополнительный отводной штуцер 23 с разрывной диафрагмой 24, предохраняющей дисковые элементы 7 от превышения внутреннего давления выше рабочего значения. Такое техническое решение позволяет уменьшить толщину стенки дисковых элементов 7 и, соответственно, снизить металлоемкость устройства.

Сырьевой поток прокачивается по корпусу устройства насосом (на чертеже не показан) и постоянно перемешивается в зоне ввода указанного потока и вывода охлажденной суспензии якорными мешалками 5 и 6, соответственно, а внутри секций 8-14 корпуса - лопастными мешалками 15, закрепленными на вращающемся валу 4. Лопастные мешалки 15 оборудованы скребковыми элементами 16, которые предназначены для удаления

парафинового осадка с боковых поверхностей дисковых элементов 7 путем непосредственного контакта с указанными поверхностями. Сырьевой поток поступает из одной секции в другую поочередно через зазор дискового элемента 7 относительно поверхности вала 4 и через зазор дискового элемента 7 относительно внутренней стенки корпуса 1, за счет соответствующей установки центральных 31 и периферийных 32 уплотнений в каждой паре смежных дисковых элементов 7.

Подача антиактиватора нуклеации осуществляется по трубопроводу 19 с отводными патрубками 20. Расход антиактиватора в секции корпуса 8, 10, 12, 14, в которые сырьевой поток поступает через зазоры дисковых элементов 7 относительно внутренней стенки корпуса 1, изменяется при помощи регуляторов расхода 21. Расходы антиактиватора, подаваемого в указанные секции корпуса 1 через отводные патрубки 20, могут увеличиваться в направлении движения сырьевого потока, уменьшаться или оставаться неизменными. Алгоритм управления расходами антиактиватора зависит от физико-химических характеристик парафинсодержащего углеводородного сырья, кратности его первоначального разбавления растворителем до ввода сырьевого потока в корпус устройства, и в каждом конкретном случае определяется отдельно.

Подача антиактиватора в корпус 1 по предлагаемой схеме позволяет достичь наиболее быстрого и равномерного его смещения с сырьевым потоком. Это в свою очередь дает возможность понижать степень пересыщения раствора сырья в процессе кристаллизации, и, как следствие, уменьшать скорость образования центров кристаллизации до приемлемого значения, при котором полученные на выводе охлажденной суспензии кристаллы парафина, будут иметь однородный крупнодисперсный фракционный состав с минимальным количеством окклюдированного масла. Парафиновая лепешка, состоящая из кристаллов с указанными выше свойствами, менее интенсивно забивает фильтрующую поверхность и обладает малым гидравлическим

сопротивлением, что позволяет снизить частоту промывок фильтров и увеличить скорость фильтрации охлажденной суспензии.

На рисунке 16 приведены данные по скоростям фильтрации суспензий, полученных при обработке рафинатов различного фракционного состава с применением известной и предлагаемой конструкции. Представленные результаты были получены в ходе проведения экспериментов на мини-пилотной установке. В качестве антиактиватора нуклеации в экспериментах использовалась смесь метилэтилкетона с толуолом.

Поскольку контроль размеров кристаллов на выводе суспензии из устройства не предусмотрен, в качестве косвенного показателя наличия крупнодисперсной фракции кристаллов парафина можно использовать значение скорости фильтрации суспензии на фильтрах. Чем выше скорость фильтрации, тем более крупнодисперсные парафиновые кристаллы образовались в процессе охлаждения и кристаллизации.

Из приведенных на рисунке 16 данных следует, что применение предлагаемого устройства позволяет обеспечить увеличение скорости фильтрации суспензий на 20-25% относительно известной конструкции.

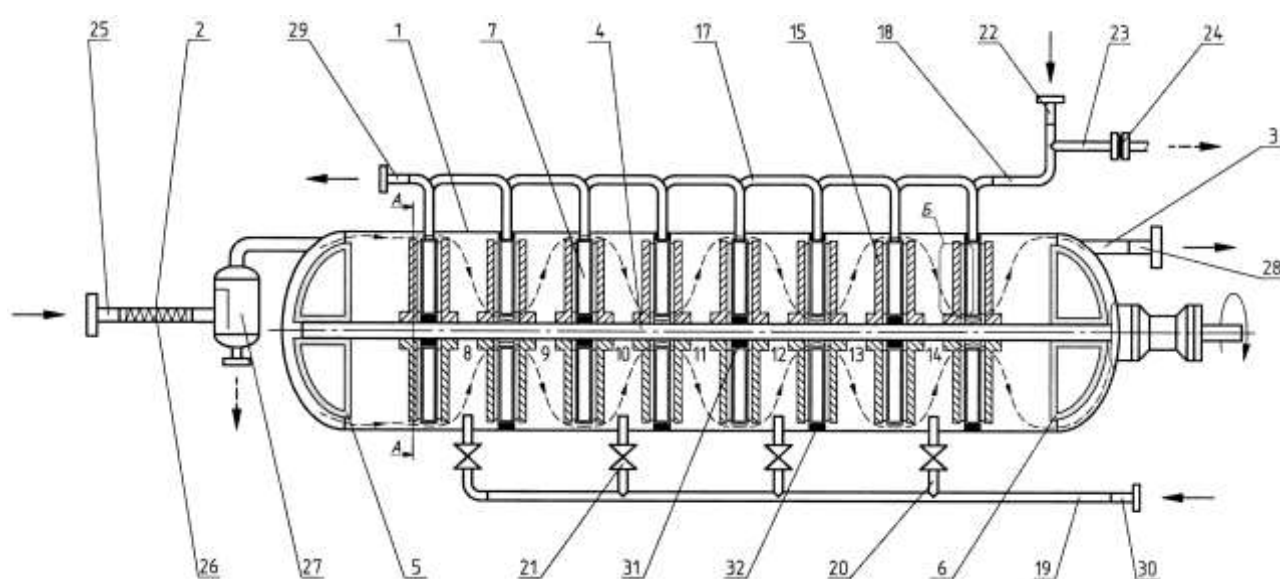


Рисунок 13 – Принципиальная схема устройства

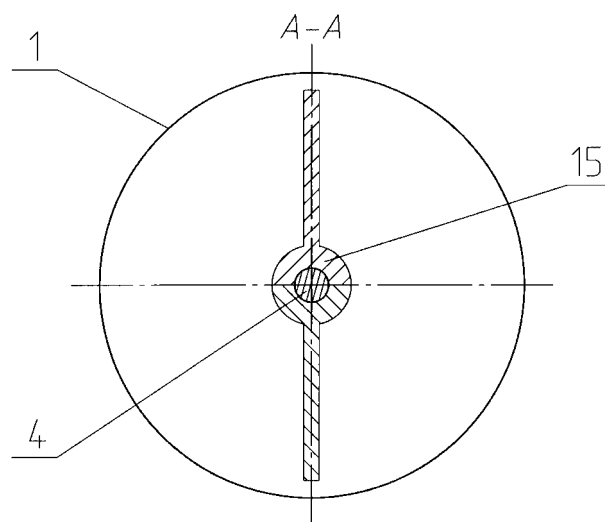
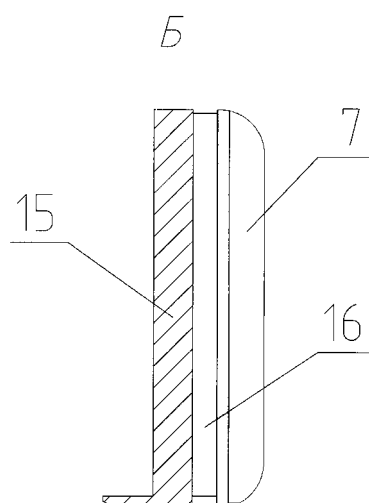


Рисунок 14 – Сечение устройства



Риснок 15 – Вид Б

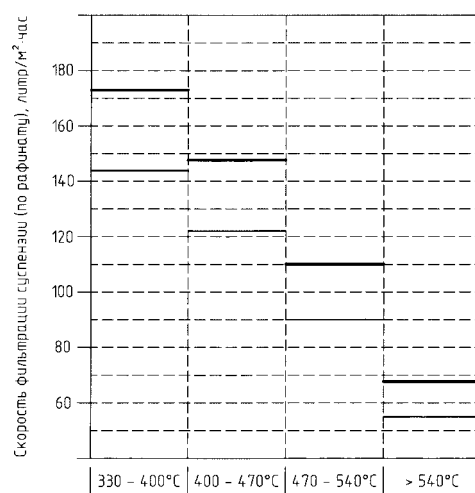


Рисунок 16 - Сравнительные данные по скоростям фильтрации суспензий

5) Способ депарафинизации нефти (RU 2434930)

Задачей предлагаемого способа является увеличение количества удаляемых из нефти парафинов.

Технический результат достигается тем, что в смесь нефть - сжиженный газ добавляют 0,05-0,1 мас.% депрессорной присадки - поверхностно-активного вещества Flexoil, процесс депарафинизации ведут при температуре $-5\div-20^{\circ}\text{C}$.

Эксперименты проводились в миксере-экстракторе при трехкратном избытке растворителя, т.е. при соотношении нефть:растворитель, равном 1:3. Количество веществ контролировали по их весу. Заполненный смесью нефть-сжиженный газ-депрессорная присадка миксер-экстрактор погружают в термостат, нагревают до 50°C и выдерживают при этой температуре в течение 20 минут. Затем миксер-экстрактор охлаждают до температуры кристаллизации парафина. Скорость снижения температуры составляет 4-5 град/мин. Процесс фильтрования проводят при $-5\div-20^{\circ}\text{C}$ без доступа воздуха с использованием герметичного фильтра. Продукты фильтрации представляют собой смесь от 30 до 40% парафинов, содержащихся в исходной нефти, остальное - масла и смолы. В осадке на фильтре содержится 60-70% парафинов, остальное - смолы и асфальтены. Все эксперименты проводились четырежды, результаты усреднялись. В экспериментах использовалась нефть с температурой застывания $+22,5^{\circ}\text{C}$, содержащая 9,6 мас.% парафина. В качестве растворителя использовался сжиженный бытовой газ состава (мол.%): пропан 85,65; н-бутан - 14,35. После окончания процесса фильтрации смесь сжиженного бытового газа с очищенной нефтью выдерживалась при температуре $+20^{\circ}\text{C}$ в течение 2 часов для удаления газа из нефти. В экспериментах использовалась присадка Flexoil, являющаяся сополимером на основе метакрилатов и обладающая депрессорным действием.

Содержание парафинов в нефти определяли по СЖШИ 1220 - 2006 (ФР.1.31.2007.03841), погрешность определения парафинов 1,27%, температуру застывания по ГОСТ 20287-91.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет уменьшить количество парафинов в нефти в 2 раза.

б) Кристаллизатор пульсационный (104861)

Задача, на решение которой направлено заявленное техническое решение, заключается в создании требуемого температурного режима работы кристаллизатора, обеспечивающего получение суспензий с улучшенными фильтрационными характеристиками.

Данная задача решается за счет того, что пульсационный кристаллизатор, включающий вертикальный корпус колонного типа, соединенный трубопроводом с пульсационной камерой, в корпусе расположены перегородки с перетоками и перегородки с соплами, примыкающими к корпусу, при этом чередование перегородок образует секции, корпус оснащен штуцерами подачи сырья, хладагента и вывода суспензии, имеет отличительный признак: штуцер подачи сырья и один из штуцеров подачи хладагента, находящиеся в нижней части корпуса, соединены с расположенным внутри корпуса инжектором, через который сырье и часть хладагента поступают в кристаллизатор.

Техническим результатом, обеспечиваемым приведенной совокупностью признаков, является создание режима разбавления сырья хладагентом и температурного профиля в кристаллизаторе, требуемых для получения суспензий с улучшенными фильтрационными характеристиками.

Сущность технического решения поясняется на рисунке 17 (а, б), на которых изображены схема пульсационного кристаллизатора и инжектора, встроенного в нижнюю часть корпуса.

Пульсационный кристаллизатор включает вертикальный корпус 1 колонного типа, соединенный трубопроводом 2 с пульсационной камерой 3. Корпус оснащен перегородками 4 с перетоками 5 и перегородками 6 с

соплами 7, примыкающими к корпусу. Чередование перегородок образует секции. Корпус имеет штуцеры подачи хладагента 8, ввода сырья 9 и вывода суспензии 24.

Штуцер подачи сырья 9 соединен с патрубком 10, расположенным в корпусе кристаллизатора, заканчивающимся соплом 11. Патрубок 10 соосно расположен внутри корпуса инжектора 12, к которому последовательно присоединены остальные части инжектора - смесительная камера 13 и диффузор 14.

Корпус инжектора 12 имеет отверстие 15 для входа сырьевой смеси из полости нижней части корпуса кристаллизатора и патрубок 16, соединенный со штуцером 17 ввода части хладагента 20.

Устройство работает следующим образом. Парафинсодержащее сырье 18, разогретое до температуры, превышающей температуру насыщения парафином, подается в штуцер 9, соединенный последовательно с патрубком 10 и соплом 11, составляющими часть инжектора. При высокоскоростном истечении сырья из сопла 11 в корпусе инжектора 12 создается разрежение и раствор, образовавшийся в нижней части корпуса кристаллизатора 1 при смешении сырья 18 и части 20 общего потока хладагента 19 - охлажденного растворителя процесса депарафинизации (обезмасливания), вовлекается через отверстие 15 в корпус инжектора 12. Этот поток 21, расход которого превышает расход сырья 18 в 3-5 раз, смешивается с хладагентом 20, поступающим в корпус инжектора через штуцер 17 и патрубок 16.

Образовавшаяся смесь 22 сырья 18, хладагента 20 и потока 21, поступающего в инжектор через отверстие 15, через смеситель 13 и диффузор 14 инжектора нагнетается в нижнюю часть корпуса 1 кристаллизатора.

В результате эффективного смешения потоков в инжекторе и высокоскоростного истечения образовавшейся смеси 22 достигается полное

растворение сырья 18 и хладагента 20 в нижней части кристаллизатора, исключающее возможность образования сгустков парафина, обусловленного локальными зонами переохлаждения смеси, возникающими при недостаточно интенсивном смешении потоков.

Дальнейшее смешение полученного сырьевого потока (раствора сырья) с хладагентом и образование парафиновой суспензии происходит следующим образом.

Аппарат заполнен средой до уровня штуцера выхода суспензии 24. Специальное устройство - пульсатор 25 соединен с линией сжатого инертного газа и линией выхлопа, в которой поддерживается атмосферное давление, и пульсационной камерой 3. С заданной частотой и продолжительностью пульсатор 25 поочередно соединяет полость пульсационной камеры 3 с линией сжатого инертного газа и выхлопа, создавая в пульсационной камере пневматические импульсы (пульсацию).

Уровень и размах колебаний жидкости в пульсационной камере 3 регулируется настройкой соответствующего режима пульсации - давления в линии сжатого газа, частоты пульсации, соотношения между продолжительностью импульса и выхлопа.

При этом размах колебаний жидкости в пульсационной камере и частота пульсации обеспечивают заданную интенсивность перемешивания в секциях аппарата. Перепад уровней в пульсационной камере и аппарате (уровни показаны на рисунке 17 штрих-пунктирными линиями), определяющий отметку установки пульсационной камеры, определяется, исходя из величины давления в системе инертного газа и гидродинамических характеристик системы пульсационная камера - аппарат.

Во время импульса движение вытесняемой из пульсационной камеры жидкости обеспечивает переток сырьевой смеси вверх по колонне. При этом высокоскоростное течение в соплах 8 обеспечивает интенсивное

перемешивание хладагента 23, поступающего в штуцеры 8, в верхних частях секций.

При выхлопе газа из пульсационной камеры происходит переток сырьевой смеси (за счет перепада уровней в колонне и пульсационной камере) в обратном направлении - вниз по колонне. В течение этого периода поток в соплах перемешивает хладагент 23 в нижних частях секций. Параметры пульсационного воздействия, конфигурация и размеры перетоков 5 и сопел 7, геометрические параметры секций обеспечивают требуемую интенсивность перемешивания хладагента с сырьевым потоком. Сырьевой поток, движение которого вверх от секции к секции обусловлено непрерывной подачей в аппарат сырья и хладагента, охлаждается по мере разбавления.

Образующаяся суспензия 26 самотеком через штуцер 24 поступает в приемную емкость, откуда насосом подается в систему доохлаждения до температуры фильтрования или непосредственно в фильтры.

Температурный профиль в аппарате настраивается регулированием расхода хладагента 23, подаваемого в секции кристаллизатора через сопла 8.

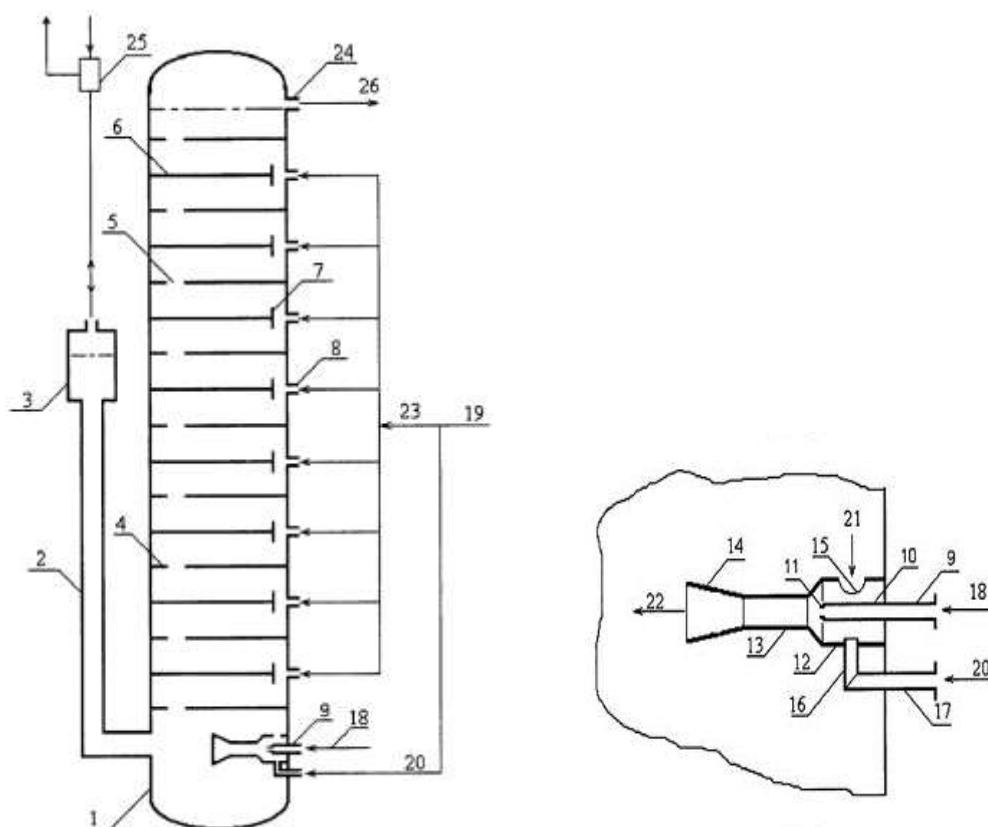


Рисунок 17 - Пульсационный кристаллизатор

а – схема пульсационного кристаллизатора, б - инжектор

7) Способ депарафинизации нефтепродуктов (RU 2353646)

Изобретение относится к химической технологии переработки нефти и газа и может быть использовано для депарафинизации нефтепродуктов и выделения из них парафиновых углеводородов и направлено на увеличение выхода депарафинированного дизельного топлива при сохранении показателей низкотемпературных свойств дизельного топлива - температуры застывания и температуры помутнения. Способ депарафинизации нефтепродуктов осуществляют путем смешения сырья с поверхностно-активным веществом, термообработки полученной смеси, охлаждения ее до температуры депарафинизации с последующим выделением парафиновых углеводородов в постоянном электрическом поле. В качестве поверхностно-активного вещества используют продукт

взаимодействия стеариновой кислоты и полиэтиленполиаминов в массовом соотношении соответственно 4,5:1,0. 1 табл.

Задачей, на решение которой направлен заявляемый способ, является увеличение выхода депарафинированного дизельного топлива. Поставленную задачу можно решить за счет достижения технического результата, который заключается в увеличении выхода депарафинированного дизельного топлива при сохранении показателей низкотемпературных свойств дизельного топлива - температуры застывания и температуры помутнения.

Указанный технический результат достигается тем, что депарафинизация нефтепродуктов проводится путем смешения сырья с ПАВ, термообработки полученной смеси, охлаждения ее (смеси) до температуры депарафинизации с последующим выделением на электродах парафиновых углеводородов в постоянном электрическом поле с использованием в качестве ПАВ полиамидной депрессорной присадки, представляющей собой продукт конденсации стеариновой кислоты (СК) с полиэтиленполиамином (ПЭПА) при массовом соотношении исходных реагентов соответственно 4,5:1,0.

Способ осуществляют следующим образом. В парафинистый нефтепродукт вводят 0,05-0,15 мас.% полиамидной депрессорной присадки (ПАВ). Смесь сырья и ПАВ подвергают термообработке при температуре выше температуры помутнения смеси, предпочтительно при 60-70°C до полного растворения депрессорной присадки. Далее смесь заливают в бронзовую ячейку для электродепарафинизации, представляющую собой систему коаксиальных электродов по прототипу. Для предотвращения электрического пробоя дно ячейки выполнено из диэлектрика - фторопласта. Размеры ячейки: внешний диаметр внутреннего электрода 15 мм, внутренний диаметр внешнего электрода 30 мм; высота обоих электродов 20 мм. Межэлектродное расстояние при этом составляет 7,5 мм.

Бронзовая ячейка помещается в термостатированную стеклянную камеру с двойными стенками, между которыми циркулирует керосин в качестве хладагента. Термостатированная камера имеет стеклянную крышку. Стеклянная камера и крышка имеют герметичное соединение на шлифе. Холодный керосин с температурой до минус 17 - минус 18°C подается в рубашку стеклянной камеры из низкотемпературного криостата фирмы «Lauda E 100» с выносной подачей хладагента. Для предотвращения обледенения стеклянной камеры используется двойное термостатирование. Для этого стеклянная камера помещается во фреоновый термостатированный воздушный холодильник с температурой от минус 5 до минус 10°C. Ячейку с нефтепродуктом охлаждают до температуры депарафинизации минус 15°C. Внутри стеклянной камеры поддерживается необходимая температура с точностью $\pm 1^\circ\text{C}$, что фиксируется термометром, которым снабжена стеклянная камера. Бронзовая ячейка подключается к выпрямителю ВС-20-10. Присадка сообщает образовавшимся при температуре депарафинизации кристаллам парафиновых углеводородов электрокинетический потенциал. При напряженности электрического поля 7000-11000 В/см происходит разделение нефтепродукта на парафиновые углеводороды, образующие плотный осадок на электродах, и прозрачные низкозастывающие углеводороды (депарафинированное дизельное топливо) в межэлектродном пространстве.

Эффективность процесса депарафинизации нефтепродуктов оценивается по выходу депарафинированного продукта (депарафинированного дизельного топлива), по понижению температуры застывания депарафинированного дизельного топлива (депрессия температуры застывания) относительно температуры застывания исходного продукта без присадки и по понижению температуры помутнения депарафинированного дизельного топлива (депрессия температуры помутнения) относительно температуры помутнения исходного

нефтепродукта без присадки.

Результаты депарафинизации по способу согласно изобретению представлены в таблице. Для сравнения в таблице приведены также результаты депарафинизации в соответствии с прототипом, т.е. в присутствии продукта конденсации синтетических жирных кислот фракции C_{21-25} и полиэтиленполиаминов в массовом соотношении соответственно 5,5:1,0 (Пат. РФ 2106390, 6 С10G 73/30. Оpubл. 10 марта 1998 г. Бюл.). Прочие параметры процесса по прототипу (содержание присадки, температура депарафинизации, напряженность электрического поля и время обработки в электрическом поле) были приняты такими же, как и в заявляемом способе.

Сопоставление данных по депарафинизации дизельного топлива по заявляемому способу и прототипу (см. таблицу) показывает, что использование продукта конденсации стеариновой кислоты и полиэтиленполиаминов взамен продукта конденсации фракции СЖК C_{21-25} и полиэтиленполиаминов дает положительный эффект. Например, при средних параметрах, когда содержание присадки составляет 0,1 мас.%, а напряженность электрического поля 9000 В/см, выход депарафинированного дизельного топлива возрастает с 74,1 до 84,6 мас.%. При этом показатели качества депарафинированного дизельного топлива - температура застывания и температура помутнения сохраняются на прежнем уровне. Очевидно, положительный эффект от применения депрессорной присадки определяется более высокой депрессорной способностью предлагаемой присадки и стабильным электрокинетическим потенциалом у дисперсных частиц парафина в присутствии этой присадки. Предлагаемая присадка в отличие от присадки по прототипу сообщает кристаллам парафина устойчивый положительный заряд независимо от ее содержания и напряженности электрического поля.

Таблица

Депарафинизация компонента дизельного топлива

| Депрессатор (ДП) | Параметры процесса | | | | Показатели процесса | | | Т _{заст.} ДТ, °С | | Т _{п.} ДТ, °С | |
|---------------------------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------|---------------------|------|----------|---------------------------|-----------|------------------------|-----------|
| | Содержание ДП, % масс. | τ_1 , мин. | τ_2 , мин. | $E_{ср}$, кВт/см | $T_{деп.}$, °С | ДДТ | парафина | потери | исходного | депарафинированного | исходного |
| По прототипу | отс. | - | - | - | - | - | - | - | -10 | - | -5 |
| --//---//-- | 0,1 | | | 9 | -15 | 74,1 | 23,6 | 2,3 | -11 | -23 | -2 |
| --//---//-- | 0,05 | | | 7 | -15 | 47,2 | 50,7 | 2,1 | -10 | -20 | 0 |
| --//---//-- | 0,15 | | | 7 | -15 | 63,7 | 33,4 | 2,9 | -13 | -17 | 2 |
| --//---//-- | 0,05 | | | 11 | -15 | 76,8 | 20,3 | 2,9 | -10 | -23 | 0 |
| --//---//-- | 0,15 | | | 11 | -15 | 78,1 | 19,2 | 2,7 | -13 | -24 | 2 |
| По способу согласно изобретению | 0,1 | 60 | 60 | 9 | -15 | 84,6 | 11,6 | 3,8 | -20 | -24 | -2 |
| --//---//-- | 0,05 | | | 7 | -15 | 77,4 | 19,7 | 2,9 | -16 | -22 | -3 |
| --//---//-- | 0,15 | | | 7 | -15 | 82,4 | 13,2 | 4,4 | -18 | -26 | 19 |
| --//---//-- | 0,05 | | | 11 | -15 | 85,1 | 10,6 | 4,3 | -16 | -26 | -3 |
| --//---//-- | 0,15 | | | 11 | -15 | 85,4 | 9,9 | 4,7 | -18 | -25 | 19 |

Сокращения: τ_1 - время охлаждения исходного ДТ с ПАВ от комнатной температуры до температуры депарафинизации; τ_2 - время электрообработки при депарафинизации; $E_{ср}$ - средняя напряженность электрического поля в межэлектродном пространстве; $T_{деп.}$ - температура депарафинизации; ДДТ - депарафинированное дизельное топливо; $T_{заст.}$ - температура застывания; $T_{п.}$ - температура помутнения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Богданов М.Ф., Переверзев А.М. Депарафинизация нефтяных продуктов. М: Гостоптехиздат, 1961. – 247 с.
2. Патент РФ 112904. Должанский С.К., Чесноков И.Н., Сергеев А.Е., Коростов С.С. Колонна-кристаллизатор. Приоритет от 31.05.2011 Оpubл. 27.01.2012 По данным на 10.06.2016 – действует.
3. Патент РФ 2106390. Агаев С.Г., Халин А.Н. Способ депарафинизации нефтепродуктов. Приоритет от 16.07.1996. Оpubл. 10.03.1998 По данным на 10.06.2016 – прекратил действие.
4. Патент РФ 2105133. Статников Е.Ш., Давидович М.В. Способ предотвращения отложения парафина. Приоритет от 19.07.1993 Оpubл. 20.02.1998 По данным на 10.06.2016 –действует.
5. Патент РФ 139340. Вишневский А.В., Паташников Г.Л. Устройство для охлаждения и кристаллизации парафиносодержащего углеводородного сырья. Приоритет от 31.01.2014. Оpubл. 20.04.2014. По данным на 10.06.2016 – действует.
6. Патент РФ 2434930. Головки А.К., Можайская М.В., Способ депарафинизации нефти. Приоритет от 22.06.2010 Оpubл. 27.11.2011 По данным на 10.06.2016 – действует.
7. Патент РФ 104861. Яковлев С.П. Кристаллизатор пульсационный. Приоритет от 30.11.2010 Оpubл. 27.05.2011 По данным на 10.06.2016 – действует.
8. Патент РФ 2353646. Халин А.Н., Яковлев Н.С. Способ депарафинизации нефтепродуктов. Приоритет от 12.02.2008 Оpubл. 27.04.2009 По данным на 10.06.2016 – действует.

Приложение Б